



Examensarbete  
Civilingenjörsprogrammet i energisystem

# En systemlösning för en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby – ur Fortum Värmes perspektiv

*A system solution for future expansion of district  
heating in Täby  
– from Fortum Heat Scandinavia's perspective*

Camilla Emretsson



SLU, Sveriges lantbruksuniversitet  
Fakulteten för naturresurser och lantbruksvetenskap  
Institutionen för energi och teknik

Camilla Emretsson

En systemlösning för en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby – ur Fortum Värmes perspektiv  
A system solution for future expansion of district heating in Täby – from Fortum Heat Scandinavia's perspective)

Handledare: Karin Djurberg, Fortum Värme  
Ämnesgranskare: Cecilia Sundberg, institutionen för energi och teknik, SLU  
Examinator: Åke Nordberg, institutionen för energi och teknik, SLU  
EX0269, Examensarbete 30 hp, Avancerad E, teknik  
Civilingenjörsprogrammet i energisystem 270 hp

Serienamn: Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU)  
ISSN 1654-9392  
2012:07

Uppsala 2012

Nyckelord: fjärrvärme, distribution, systemlösning

Elektronisk publicering: <http://stud.epsilon.slu.se>



# Abstract

At the moment in central Täby there are small district heating network operated by Fortum Heat. The distribution network has an annual heat demand of about 70 GWh, which is supported by the network's two plants, Galten and Farmen.

Täby as a region is rapidly growing and there are grand plans to develop the area. Estimated market potential for a future district heating expansion in Täby is very high and as early as in 2007 Täby decided to invest in a large-scale expansion. In autumn 2009 Täby did a procurement process, known as the 'Täby initiative', to find a partner that could implement those expansion plans. To secure a cheap basic production the partner also need to build a power plant at Hagby recycling center. Despite high interest during initial state of the process, only one procurement offer were received and Täby suspended the contract in March the following year. In autumn 2010 Täby started a new procurement process to once again try to find an appropriate partner for this task.

To investigate Fortum's opportunities in such a partnership the company conducted during spring 2011 a detailed feasibility study where this master thesis is included as a part of the result.

The sole purpose of this study is to develop a system solution for the future development of district heating in Täby, as seen from Fortum's perspective.

The results of this thesis show that parts of the existing network needs to be sized up in order to not be a limitation in the network when it is fully constructed. To minimize production costs while facilitating a gradual expansion of the network, it is recommended to construct a smaller intermediate load facility locally in Täby.

The load facility should be based on wood powder and have a production capacity of 20 MW. Based on the development, it is most favorable if the load facility was placed between the existing Täby-network and Arninge.

To ensure high reliability of heat supply the pump station alone should be able to supply the entire Täby area. The pump station should preferably be symmetrical, and placed prior to the first customer in Enhagen.

The pipeline between the Northwest network and Täby should be of size DN500. To ensure that the local load facility will be capable of supplying the central network during the expansion stage, the pipeline between the existing network and the load facility needs to be of size DN300.



# Sammanfattning

I centrala Täby finns idag ett mindre fjärrvärmenät som ägs och förvaltas av AB Fortum Värme samägt med Stockholmsstad. Distributionsnätet har ett årligt värmebehov på ca 70 GWh, som försörjs av nätets två anläggningar.

Täby med omnejd är ett starkt växande expansionsområde där utvecklingsplanerna och marknadspotentialen är stor. Redan 2007 beslutade Täby kommun att satsa på en storskalig utbyggnad av fjärrvärmenätet i Täby. Under hösten 2010 startades den andra upphandlingsprocessen i ordningen för att hitta en lämplig samarbetspartner. Täby kommuns ambition och målsättning är att i framtiden kunna erbjuda Täbyborna fjärrvärme i konkurrens, genom tredjepartsavtal, TPA.

För att utreda Fortum Värmes möjligheter inför en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby genomförde företaget, under våren 2011, en fördjupad förstudie, vilken denna rapport är en del av.

Syftet med examensarbetet är att ta fram en systemlösning för den framtida fjärrvärmeutbyggnaden i Täby, ur Fortum Värmes perspektiv. Genom en genomgående systemanalys och dimensionering utreder författaren vilka krav som ställs på befintligt nät, värmeförsörjning, pumplösning, transiteringsledning, värmeförluster och isolertjocklek inför en framtida utbyggnad av fjärrvärmenätet i Täby.

Resultatet av systemdimensioneringen visar att delar av det befintliga nätet behöver dimensioneras upp för att inte utgöra en begränsning för värmeöverföringen över det befintliga nätet då nätet är fullt utbyggt.

För att minimera tillförselkostnaderna och samtidigt underlätta en etappvis utbyggnad, bör det byggas en mindre mellanlastanläggning lokalt i Täby. Anläggningen ska vara träpulverbaserad samt ha en produktionskapacitet på 20 MW. Baserat på utvecklingsplaner är det mest fördelaktigt om anläggningen placeras mellan det befintliga Täbynätet och Arninge.

För att trygga en säker värmeförsörjning med hög leveranssäkerhet krävs det att pumpstationen ensam kan försörja hela Täby. Pumpstationen bör med fördel vara symmetrisk och placeras före första kund i Enhagen.

Transiteringsledningen mellan det Nordvästra nätet och Täby bör vara av dimension DN500. För att den lokala mellanlastanläggningen ska klara av att försörja det centrala nätet under utbyggnadsfasen krävs det att transiteringsledningen mellan det befintliga nätet och anläggningen är av dimension DN300.





# Förord

Detta examensarbete har genomförts som en avslutning på min utbildning till civilingenjör genom civilingenjörsprogrammet Energisystem vid SLU, Sveriges Lantbruksuniversitet, och Uppsala Universitet. Studien omfattar 30 hp och har utförts på uppdrag av AB Fortum Värme samägt med Stockholmsstad. Examensarbetet har utförts som en del av en fördjupad förstudie som företaget genomförde under våren 2011.

Jag vill varmt tacka följande personer som har delat med sin av sin tid och kunskap under arbetets gång:

**Karin Djurberg**, handledare, Investering och analys, Fortum Värme, som har bidragit med sin entusiasm och breda kompetens inom området. Karin har varit ett stort stöd under min exjobbsterid. Tack.

**Johan Dalgren**, Distributionsoptimering, Fortum Värme, som har på ett mycket pedagogiskt sätt delat med sig av sina kunskaper i programmet PFC och reglerteknik i fjärrvärmesystem.

**Cecilia Sundberg**, ämnesgranskare, forskare, Institutionen Energi och teknik, SLU, för stöd och tänkvärda kommentarer under projektets gång.

**Ove Åsman**, Investering och analys Fortum Värme, som har bidragit med bra tips och breddat min kunskap när det gäller ekonomiska beräkningar.

**Peter Sivengård**, avdelningschef Distributionsoptimering, Fortum Värme, som med sin kompetens har bidragit med bra synpunkter och kommentarer under arbetets gång.

**Göran Skelander**, Projekt och entreprenad, Fortum Värme, som har bidragit med kunskap kring fjärrvärmeledningar och anläggning av dessa.

**Martin Stenberg**, Distributionsoptimering, Fortum Värme, för stöd och bra synpunkter under arbetets gång.

Övriga kollegor på Fortum Värme för både intressanta och roliga stunder.

Slutligen vill jag tacka min sambo och övrig familj som på många sätt har stöttat mig i mitt arbete. Ett speciellt tack till **Ingrid Bergman** som hjälpte till att korrekturläsa rapporten innan inlämning.



# Innehållsförteckning

1	Inledning .....	8
1.1	Bakgrund .....	8
1.2	Syfte .....	9
1.3	Förutsättning och avgränsning.....	9
1.4	Disposition.....	9
2	Teori .....	10
2.1	Introduktion till fjärrvärme.....	10
2.2	Värmelast.....	11
2.3	Flöde.....	13
2.4	Tryckfall .....	16
2.5	Tryckhöjd .....	19
2.6	Värmeförluster.....	20
2.7	Transiteringskostnad .....	23
2.7.1	Kapitalkostnad .....	23
2.7.2	Driftskostnad beroende av värmeförlust .....	25
2.7.3	Driftkostnad beroende av tryckförlust .....	25
2.7.4	Underhållskostnad.....	26
3	Marknadspotential i Täby .....	27
4	Metod.....	30
4.1	PFC.....	30
5	Simuleringsmodell.....	32
5.1	Befintligt fjärrvärmenät i Täby .....	32
5.1.1	Uppbyggnad av befintlig modell .....	32
5.1.2	Kalibrering och validering.....	39
5.2	Framtida fjärrvärmenät i Täby.....	40
5.2.1	Uppbyggnad av framtida modell .....	42
6	Systemdimensionering.....	46
6.1	Förstärkning av befintligt nät .....	46
6.2	Värmeförsörjning.....	50
6.3	Pumplösning .....	53
6.4	Transiteringsledning.....	56
6.4.1	Mellan Nordvästra och Täby .....	56
6.4.2	Mellan Täby och Arninge.....	59
6.5	Pumpprestanda.....	60

7	Sammanfattning av resultat och diskussion.....	62
7.1	Förstärkning av befintligt nät .....	62
7.2	Värmeförsörjning.....	62
7.3	Pumplösning .....	63
7.4	Transiteringsledning.....	63
7.5	Pumpprestanda.....	64
	Slutsats.....	66
	Litteraturförteckning .....	67
	Bilaga 1: Pumpkurva för PC Farmens distributionspumpar.....	69
	Bilaga 2: Pumpkurva för PC Galtens distributionspumpar .....	70
	Bilaga 3: Uppdaterat subnet GG1 .....	71
	Bilaga 4: Pumpkurva för PS Enhagens tryckstegringspumpar.....	72

# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund

I centrala Täby finns idag ett mindre fjärrvärmenät som ägs och förvaltas av AB Fortum Värme samägt med Stockholmstad. Distributionsnätet har ett årligt värmebehov på ca 70 GWh, som försörjs av nätets två anläggningar.

Täby med omnejd är ett starkt växande expansionsområde där utvecklingsplanerna är stora. Tillsammans med grannkommunerna delar Täby kommun en tillväxtvision. Målet för Täby är bl.a. att fram till 2030 skapa 20 000 nya arbetsplatser och möjligheter för att öka invånarantalet från 63 000 till 80 000.

I Stockholmsregionen är Fortum Värme en av de största aktörerna på fjärrvärmemarknaden. Norr om Stockholm, ca 10 km ifrån det befintliga Täbynätet, är Fortum Värmes Nordvästra nät beläget. Det Nordvästra fjärrvärmenätet har ett årligt värmebehov på ca 2 TWh.

Fortum Värme har i enighet med företagets långsiktiga strategi, att fokusera på storskaliga fjärrvärmesystem, valt att knoppa av de flesta mindre fjärrvärmesystem. När det gäller det befintliga Täbynätet, som till sin storlek tillhör de mindre, värderas dess strategiska position och närheten till det Nordvästra nätet högt.

Produktionen i det befintliga nätet är och har under en tid varit dyr i jämförelse med Fortum Värmes andra anläggningar, vilket har motiverat utredningar av en billigare värmeförsörjning av nätet. Utredningarna har i huvudsak varit av ekonomisk karaktär och rört bränslebyte i befintliga anläggningar eller en potentiell sammankoppling med det Nordvästra nätet.

År 2008 genomfördes en förstudie, vars syfte var att uppskatta investeringskostnaden för en framtida sammankoppling av Täby- och Nordvästra nätet. I kalkylen som upprättades inom ramen på förstudien gjordes dimensioneringen efter lathund och ingen total nätberäkning utfördes.

Täby kommun beslutade redan år 2007 att storskaligt satsa på en utbyggnad av fjärrvärmenätet. Kommunens målsättning är att i framtiden kunna erbjuda Täbyborna fjärrvärme i konkurrens, genom tredjepartsavtal, TPA, där fjärrvärmenätet och produktionen ägs av flera parter. Under hösten 2009 genomförde Täby kommun en upphandlingsprocess, i form av Täbyinitiativet, för att hitta en samarbetspartner som skulle bygga ut fjärrvärmenätet. För att trygga en billig basproduktion skulle partnern även bygga ett kraftvärmeverk i anslutning till återvinningscentralen i Hagby. Trots att intresset från början var stort inkom endast ett anbud och upphandlingen avbröts i slutet av mars 2010.

Under hösten 2010 startade Täby kommun en ny upphandling för att hitta en lämplig partner och på sikt kunna öppna fjärrvärmenätet för fler aktörer.

För att utreda Fortum Värmes möjligheter inför en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby genomfördes, under våren 2011, en fördjupad förstudie av en framtida sammankoppling mellan Täby- och Nordvästra nätet, vilket denna studie är en del av.

## 1.2 Syfte

Syftet med detta examensarbete är att ta fram en systemlösning för en framtida utbyggnad av det befintliga fjärrvärmenätet i Täby, då det kopplas samman med det Nordvästra nätet. Tanken är att det framtida fjärrvärmenätet anläggs i anslutning till och till stor del utnyttjar det befintliga nätet för värmetransitering över de centrala delarna i Täby. Uppdraget innebär att dimensionera framtida- samt befintligt Täbynät i fullt utbyggt skede, utreda vilka krav som ställs på värmeförsörjningen för att skapa ett nät med hög leveranssäkerhet, vilken typ av pumplösning som är lämplig och vilken dimension transiteringsledningen bör ha.

## 1.3 Förutsättning och avgränsning

En av förutsättningarna för examensarbetet och den fördjupade förstudien är att uppskattad marknadspotential tillhandahålls av Fortum Värmes marknadsavdelning. I den fördjupade förstudien uppdateras kalkylen från förstudien år 2008, till en mer detaljerad investeringskalkyl, vilket i sin tur är en förutsättning för examensarbetet.

Studien avgränsas till en gynnsam lösning för Fortum Värme, dvs. den avgränsas från andra aktörers möjligheter inför en framtida expansion i Täby. Systemlösningen avgränsas även från den framtida systemlösningen för det Nordvästra systemet, då denna i dagsläget ej är fastställd.

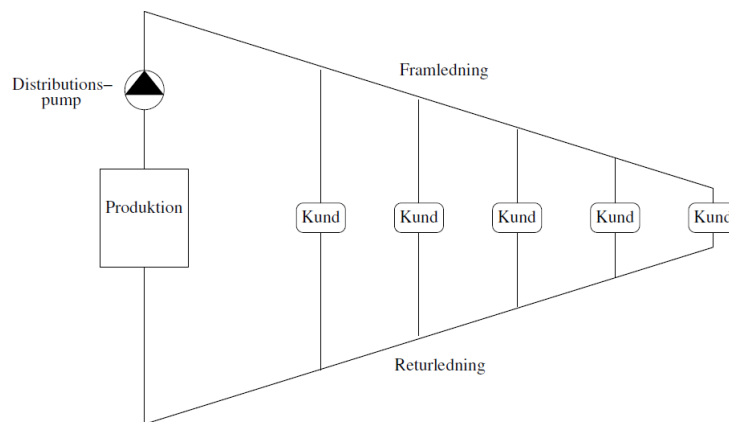
## 1.4 Disposition

Rapporten inleds med ett teoriblock, avsnitt 2 *Teori*, där grundläggande fjärrvärmeteorier för beräkningar presenteras. Denna del kan en fjärrvärmevan läsare hoppa över. Därefter beskrivs marknadspotentialen i Täby med omnejd, avsnitt 3 *Marknadspotential i Täby*. I denna del beskrivs förutsättningarna och kraven på systemlösningen lite närmare. För att simulera såväl befintligt- som fullt utbyggt nät byggdes två simuleringsmodeller i programmet PFC, *Pipe Flow Calculations*. I avsnitt 4 *Metod* beskrivs tillvägagångssättet och beräkningsprogrammet lite närmare och vidare i avsnitt 5 *Simuleringsmodell* beskrivs hur simuleringsmodellerna byggdes upp i PFC. I avsnitt 6 *Systemdimensionering* presenteras resultatet av dimensioneringsanalysen och den resulterande systemlösningen.

## 2 Teori

### 2.1 Introduktion till fjärrvärme

I ett fjärrvärmesystem produceras värme centralt i en eller flera produktionsanläggningar. Värmen transporteras via ett värmebärande distributionsmedium, oftast vatten, genom distributionsledningar ut till nätkunderna. Det krävs att vattenvolymen i nätet cirkulerar för att fjärrvärmevattnet ska kunna transportera värmeenergin i distributionsnätet. Cirkulationen i fjärrvärmesystemet upprätthålls av en eller fler distributionspumpar. Distributionsnätets ledningar är välisolerade för att minska värmeförluster under transporten. I Figur 1 visas en schematisk bild över ett typiskt fjärrvärmenät.



**Figur 1 – Schematisk bild över tryckbilden i ett fjärrvärmesystem, där avståndet mellan fram- och returledning illustrerar systemets tryckhöjd**

I produktionsanläggningen omvandlas primärenergi till värmeenergi, genom tillfört bränsle. Av den totala mängden energi som tillförs i värmeproduktionen övergår en liten del i omvandlingsförluster i anläggningen. Resterande del matas genom distributionspumparna ut på distributionsnätet. Historiskt har fjärrvärmeproduktionen helt dominerats av förbränningsvärme, vilket än idag är den vanligaste produktionsformen. I dagens fjärrvärmesystem utnyttjas till stor del även sekundära energikällor såsom spillvärme från närliggande industrier eller lågkvalitativ värme från sjöar eller avloppsvatten genom värmepumpar.

Nätets distributionspumpar tillför det heta fjärrvärmevattnet pumpenergi, vilket skapar en tryckskillnad. Den tillsatta pumpenergin, i form av lyfthöjd, måste vara tillräckligt stor och övervinna nätets höjdskillnader och friktion för att sätta fjärrvärmevattnet i rörelse. Notera att Figur 1 illustrerar fjärrvärmenätets tryckbild där differenstrycket, dvs. trycket mellan fram- och returledning, är som högst i produktionsanläggningen. Genom förluster i distributionsledningarna minskar differenstrycket med avståndet från produktionsanläggningen. För att kunderna i nätet ska kunna tillgodogöra sig värmen, så krävs det att det finns ett tillräckligt stort differenstryck över respektive kunds fjärrvärmecentral. Den fjärrvärmecentral

som har lägst differenstryck, ofta belägen i nätets periferi, kan därför utgöra en styrande punkt för distributionspumparna.

Det heta fjärrvärmevattnet matas ut på distributionsnätets framledning, dvs. den distributionsledning som leder fram till kundernas fjärrvärmecentraler. I respektive fjärrvärmecentral överförs värmeenergin via en värmeväxlare till kundens egna nät, även kallat sekundärnät. Det avkylda fjärrvärmevattnet leds tillbaka till produktionsanläggningen genom distributionsnätets returledning. I produktionsanläggningen hettas fjärrvärmevattnet återigen upp och kretsloppet är slutet.

## 2.2 Värmelast

Fjärrvärmesystemets primära uppgift är att tillgodose kundernas värmebehov, vilket i huvudsak utgörs av uppvärmning och varmvattenberedning. Den totala mängd värmeenergi som produceras i produktionsanläggningen måste utöver kundlasten även täcka fjärrvärmesystemets värmeförluster. Med värmeförlust avses främst värmeförluster som sker då värme transporteras genom distributionsnätet. De värmeförluster som sker i produktions- och kundanläggningarna är i förhållande till distributionsförlusten mycket små.

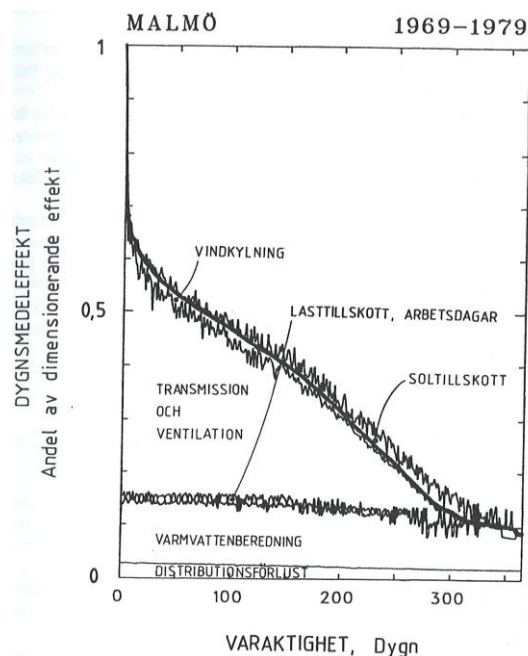
Den totala värmelasten varierar under året och är som störst då utomhustemperaturen är som lägst, vilket är dimensionerande för fjärrvärmesystemet. Begreppet dimensionerande utomhustemperatur, DUT, för ett fjärrvärmesystem avser den lägsta medeldygnstemperaturen för en period bestående av fem dygn. Fortum Värme använder, i Stockholmsregionen, en dimensionerande utomhustemperatur på  $-20^{\circ}\text{C}$ . Det är dock endast under en kort tid per år eller inte alls som det dimensionerande tillståndet inträffar.

Den största delen av totallasten utgörs av värmebehovet för uppvärmning av byggnader. Denna del av totallasten är starkt beroende av klimatfaktorer, där utomhustemperaturen utgör den i särklass viktigaste parametern. Hur mycket värmeenergi som krävs för att upprätthålla inomhustemperaturen i en byggnad är direkt beroende av hur kallt det är utomhus. Värmebehovet för att täcka systemets distributionsförluster är ungefär lika stort under året, marginellt större då utomhustemperaturen är som lägst. Under sommarhalvåret minskar värmebehovet, vilket även minskar flödeshastigheten i distributionsnätet. Längre leveranstider i kombination med en förhållandevis konstant distributionsförlust leder till att fjärrvärmevattnet i större utsträckning hinner svalna av sommartid. Värmeförlusten i svenska fjärrvärmenät uppgår till ca 10 % av den totala årliga värmeproduktionen i nätets anläggningar. Denna del av totallasten som kan härledas till en fysikalisk orsak kallas fysikalisk värmelast.

Värmebehovet för varmvattenberedning varierar över dygnet till skillnad från uppvärmning och distributionsförluster. Hur stort varmvattenbehovet är och vid vilken tidpunkt det inträffar är helt beroende av individers slumpartade eller regelbundna beteende. Trots att de enskilda kundernas brukarbeteende i de flesta fall är slumpartat, visar summan av all sociallast upp ett regelbundet mönster,



Rossing (2). Då värmebehovet för varmvattenberedning kan härledas av socialt betingande orsaker benämns den som sociallast. På grund av fysikaliska och sociala orsaker varierar det totala värmebehovet i ett fjärrvärmesystem. Lastförändringarna utgörs av regelbundna års-, vecko- och dygnsvariationer. I Figur 2 presenteras totallasten under ett år i ett varaktighetsdiagram.



Figur 2 - Värmelastens sammansättning i ett typiskt fjärrvärmesystem presenterat i ett varaktighetsdiagram, Werner (1)

Vid dimensionering av fjärrvärmesystemets produktionsanläggningar är det viktigt att veta under hur lång tid per år en viss effekt överskrids. Värmeeffektens varaktighet ställer krav på anläggningarnas storlek och tillgänglighet. I ett varaktighetsdiagram sorteras inträffade dygnsmedeleffekter i storleksordning efter varaktighet, dvs. hur lång tid i timmar per år respektive effektnivå överskrids. Ytan under grafen i varaktighetsdiagrammet motsvarar den värmemängd som producerats under perioden.

Enskilda socialt betingade värmelaster till stor del uppträder slumpartat i tiden. Om två värmelaster inträffar efter varandra i tiden är totallastens effektbehov inte större än den, vid tidpunkten, största enskilda lastens effektbehov. Fenomenet kallas sammanlagring och uppstår endast för den del av lasten som sker slumpvist i tiden. T.ex. är hushållens förbrukning av varmvatten som störst morgon och kväll, medan verksamhetskunders varmvattenförbrukning är som störst på dagtid. Det totala värmebehovet i ett fjärrvärmesystem är därför mindre än summan av enskilda laster i nätet. Hur stor sammanlagringen i ett fjärrvärmesystem är beskrivs av en sammanlagringsfaktor,  $f_{sum}$ .

$$f_{sum} = \frac{\text{Totallastens maximala effekt}}{\text{Summan av dellasternas maximala effekter}} \quad (2.2.1)$$

Sammanlagringsfaktorn beror till stor del på fjärrvärmesystemets lokala förutsättningar, men uppgår normalt till 70-85 % Maurin (3). Det specifika värmebehovet i ett område är starkt förknippat med lokalt klimat samt temperaturbilden för innevarande år jämfört med ett normalår. För att beskriva utomhustemperaturens inverkan på det årliga värmebehovet beräknas antalet graddagar för en specifik plats. Graddagar beräknas genom att summera alla dagliga temperaturdifferenser under ett år, då utomhustemperaturen,  $T_u$  underskrider balanstemperaturen,  $T_b$ .

$$GD = \sum_{1\text{ jan}}^{31\text{ dec}} (T_b - T_u) \quad (2.2.2)$$

Med balanstemperatur avses den utomhustemperatur då ingen värme behöver tillföras för att byggnaden ska upprätthålla önskad inomhustemperatur. Balanstemperaturen är i regel under vinterhalvåret högre än under sommarhalvåret. Detta beror på att andelen tillförd internvärme genom ökad solinstrålning är större under sommaren än under vintern. Enligt SMHI så motsvaras balanstemperaturen i ett normalt bostadsbestånd av ca 17 °C. Då utomhustemperaturen, uttryckt i dygnsmedel, överskrider balanstemperaturen finns inget uppvärmningsbehov. Antalet graddagar för dessa dygn är noll.

Vid analys av det årliga värmebehovet för ett fjärrvärmesystem krävs det att energin normalårskorrigeras för att ta hänsyn till om innevarande år har varit kallare eller varmare än normalt. Av den totala värmelasten är det endast den del som är klimatberoende som behöver normalkorrigeras, dvs. den fysikaliska lasten. Korrigering med hjälp av beräknade graddagar kan ske genom olika metoder, varav en presenteras i ekvation (2.2.3). I Stockholmsregionen är antalet graddagar för ett normalår 3646 och baseras på perioden 1961-1990.

$$Q_{\text{korrigerad}} = Q_0 + (Q_{\text{totalt}} - Q_0) \cdot \frac{GD_{\text{normalår}}}{GD_{\text{aktuellt år}}} \quad (2.2.3)$$

$Q_{\text{korrigerad}}$  = normalårskorrigerat värmebehov

$Q_0$  = den del av värmebehovet som är klimatberoende

$Q_{\text{totalt}}$  = det totala värmebehovet

$GD_{\text{normalår}}$  = antalet graddagar under ett normalår

$GD_{\text{aktuellt år}}$  = antalet graddagar under aktuellt år

## 2.3 Flöde

Kundernas behov av värme ställer krav på hur stor effekt som bör transporteras genom distributionsnätet, vilket ger upphov till ett vattenflöde. Det vattenflöde som motsvarar den önskade värmeeffekten är dimensionerande för ledningar och pumpar i fjärrvärmesystemets distributionsnät. Vattenflödet i distributionsnätet bestäms enligt följande uttryck

$$\dot{Q} = \dot{m}(C_{pf} \cdot T_f - C_{pr} \cdot T_r) \quad (2.3.1)$$

$\dot{Q}$  = värmeeffekt [kW]

$\dot{m}$  = massflöde [kg/s]

$T_f$  = framledningstemperatur [K]  
 $T_r$  = returledningstemperatur [K]  
 $C_{pf}$  = vattnets värmekapacitet vid  $T_f$  [kJ/kg\*K]  
 $C_{pr}$  = vattnets värmekapacitet vid  $T_r$  [kJ/kg\*K]

Specifik värmekapacitet beror på fjärrvärmevattnets temperatur, vilket medför en skillnad mellan fram- och returledning. Inom det temperaturintervall fjärrvärmevattnet hålls är skillnaden mellan  $C_{pf}$  och  $C_{pr}$  mycket liten, vilket medför att de ersätts med  $C_p$  för fjärrvärmevattnets medeltemperatur. Uttrycket kan då skrivas

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot C_p (T_f - T_r) = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (2.3.2)$$

Massflödet beror av fjärrvärmevattnets densitet och volymflöde och är vid varje tidpunkt lika stort i framledningen som i returledningen. Eftersom temperaturen är högre i framledningen än i returledningen är densiteten lägre i framledningen än i returledningen, vilket leder till att volymflödet är större i framledningen än i returledningen. För att förenkla resonemanget används även här ett generellt uttryck för medeltemperaturen i fjärrvärmeledningarna.

$$\dot{m} = \dot{V} \cdot \rho \quad (2.3.3)$$

$\dot{m}$  = massflöde [kg/s]  
 $\dot{V}$  = volymflöde [m<sup>3</sup>/s]  
 $\rho$  = densitet [kg/m<sup>3</sup>]

Genom att kombinera ekvation (2.3.2) och (2.3.3) ges ett uttryck för volymflödet

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta T \leftrightarrow \dot{V} = \frac{\dot{Q}}{\rho \cdot C_p \cdot \Delta T} \quad (2.3.4)$$

Flödet är proportionellt mot värmeeffekten och omvänt proportionellt mot temperaturdifferensen. Genom att öka temperaturdifferensen,  $\Delta T$ , så minskar flödet och därmed rördimensionerna vid dimensionering. Valet av temperaturnivå styrs till stor del av lokala förutsättningar för vad som är möjligt i respektive system. En ökning av framledningstemperaturen ställer större krav på materialval samt ökar systemets värmeförluster betydligt. En sänkning av returtemperaturen är önskvärd, men betydligt svårare att åstadkomma. Returtemperaturen beror i stor utsträckning beror på effektiviteten i nätets kundanläggningar samt läckage mellan fram- och returledning, som kan uppstå pga. otäta ventiler eller rundmatningar. Svenska fjärrvärmesystem dimensioneras, i normalfallet, för en högsta framledningstemperatur på 80-120°C Maurin (3).

Då temperaturnivån för ett system är fastställd ges vilket volymflöde som är dimensionerande vid försörjning av nätets värmebehov. Volymflödet genom ett cirkulärt tvärsnitt ges av uttrycket (2.3.5)

$$\dot{V} = A \cdot v = \frac{v \cdot \pi \cdot d^2}{4} \quad (2.3.5)$$

$A$  = medierörets tvärsnittsarea [ $\text{m}^2$ ]

$v$  = vattnets flödeshastighet [ $\text{m/s}$ ]

$d$  = medierörets diameter [ $\text{m}$ ]

Detta ger ett mått på medierörets innerdiameter vid dimensionerande flöde.

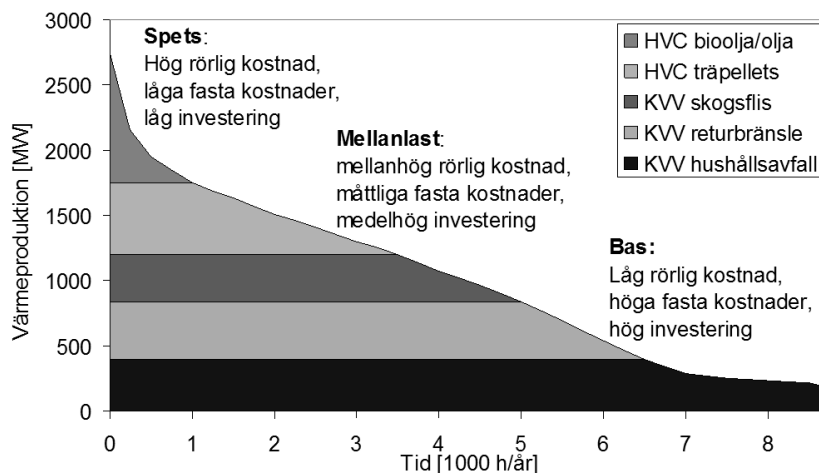
$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{V}}{v \cdot \pi}} \quad (2.3.6)$$

I ett fjärrvärmesystem med flera produktionsanläggningar behöver inte nödvändigtvis det dimensionerande flödet i en ledning inträffa vid DUT, dvs. dimensionerande utomhustemperatur. Det maximala flödet som uppstår i en ledning beror på nätets struktur, produktionsanläggningarnas placering samt hur de utnyttjas. I större fjärrvärmesystem med flera produktionsanläggningar bestäms anläggningarnas körordning av kostnadsoptimeringar. Produktionsanläggningen med lägst produktionskostnad prioriteras före anläggningar med högre produktionskostnad och utnyttjas därmed längre tid per år än de övriga.

Lång utnyttjningstid per år i kombination med anläggningens storlek möjliggör och motiverar att dyra investeringar kan genomföras i anläggningen för att hantera komplicerade bränslen som t.ex. avfall. Avfallsförbränning kräver avancerad teknik, vilket medför en stor grundinvestering när anläggningen etableras. Den löpande produktionskostnaden är däremot låg eftersom avfall som bränsle är mycket billigt. I vissa fall kan det vara lönsamt att installera en turbin i anläggningen och samtidigt producera el och värme. Ett kraftvärmeverk kräver dock en tillräckligt stor värmelast för att bli lönsam. Baslasten i ett fjärrvärmesystem utgörs därmed av anläggningar med låg produktionskostnad och lång utnyttjningstid.

Anläggningar med högre produktionskostnad prioriteras senare i körordningen, dvs. efter basproduktionen, och utgör mellanlasten i fjärrvärmesystemet. Eftersom anläggningarna i mellanskiktet har kortare utnyttjningstid per år, så finns det mindre tolerans för en hög grundinvesteringskostnad samtidigt som en högre produktionskostnad kan accepteras. Mellanlastanläggningar baseras främst på bränslen som pellets, flis eller värmepumpar.

När det är riktigt kallt, vilket endast sker kortare perioder per år, krävs det att det finns tillgänga spetsanläggningar i nätet. Dessa anläggningar har, i bästa fall, mycket kort utnyttjningstid per år, vilket kräver att grundinvesteringen är låg. Då utnyttjningstiden är låg spelar det mindre roll att den löpande kostnaden är hög. Bränslet som används i spetsanläggningar bör vara så okomplicerat som möjligt, för att upprätthålla god leveranssäkerhet även efter ett långt produktionsuppehåll. Vanligtvis utgörs bränslet i spetsanläggningar av fossil olja. I Figur 3 visas ett varaktighetsdiagram för optimerad fjärrvärmeproduktion i Fortum Värmes nät i Stockholm.



Figur 3 - Varaktighetsdiagram för optimerad fjärrvärmeproduktion i Fortum Värme's nät i Stockholm (5)

Genom att fastställa ett fjärrvärmesystems unika nätstruktur och produktionsanläggningars körordning, kan det dimensionerande flödet för respektive ledning i distributionsnätet fastställas. Om produktionen i ett fjärrvärmesystem sker i fler anläggningar, kan flödet ut från en anläggning vara större vid högre utomhustemperaturer då anläggningen ensam försörjer hela distributionsnätet. Detta till skillnad från DUT, då fler anläggningar är i drift och försörjningsområdet och därmed flödet är mindre.

## 2.4 Tryckfall

När en fluid strömmar genom en ledning uppstår ett tryckfall, som medför att trycket är högre i ledningens början än i slutet. Tryckfallet i ledningen uppkommer dels genom vattnets friktion mot rörväggen men även genom s.k. engångsmotstånd i form av ventiler, värmeväxlare eller rörkrökar. Tryckfallet i ett rårör genererat av friktionen,  $\Delta p_f$ , och enstaka motstånd,  $\Delta p_m$ , beräknas enligt ekvationerna (2.4.1) och (2.4.2) nedan.

$$\Delta p_f = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot 2} \quad (2.4.1)$$

$$\Delta p_m = \xi \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad (2.4.2)$$

Summan av (2.4.1) och (2.4.2) ger det totala tryckfallet,  $\Delta p$

$$\Delta p = \left( \frac{\lambda \cdot L}{d} + \xi \right) \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2} \quad (2.4.3)$$

$\lambda$  = friktionstal, Darcys friktionsfaktor, som beror av Reynoldstal och rörets ytråhet

$L$  = ledningens längd [m]

$\rho$  = densitet [ $\text{kg/m}^3$ ]

$v$  = vattnets flödeshastighet [m/s]

$d$  = medierörets diameter [m]

$\xi$  = motståndstal

För uppskattning av motståndstalet,  $\xi$ , för olika typer av engångsmotstånd används beräknade värden enligt Maurin (3). Darcys friktionsfaktor kan vid turbulent flöde och skrovliga rör beräknas enligt Colebrooke Whites formel, som enligt White (6) betecknas enligt ekvation (2.4.4).

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1,8 \cdot \log \left[ \left( \frac{6,9}{Re_d} + \frac{k}{3,7 \cdot d} \right)^{1,11} \right] \quad (2.4.4)$$

$$\text{där } Re_d = v \cdot \frac{d}{\nu} = \frac{4 \cdot \dot{V}}{\nu \cdot \pi \cdot d} \quad (2.4.5)$$

$k$  = ledningens ytråhet [mm]

$\nu$  = kinematiska viskositeten [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]

$\dot{V}$  = volymflöde [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

Av ekvation (2.4.3) framgår det att totala tryckfallet i ledningen ökar med fjärrvärmevattnets flödeshastighet i kvadrat, ökar proportionellt med längden på ledningen och minskar med ökad ledningsdimension. Om en ledning har tryckfallet 5 mvp och flödet genom röret fördubblas eller rörarean halveras kommer tryckfallet öka till 20 mvp, dvs. fyra gånger så stort. När flödet successivt ökas, ökar tryckfallet enligt Rossing (2) endast marginellt vid låga flöden. Då tryckfallet i ledningen innan flödesökningen är märkbart, så erhålls ett betydligt högre tryckfall då flödet ökas. Detta innebär att då flödet har ökats till vad ledningen maximalt kan svälja, så hjälper det inte att pumpa mer. I det fallet måste antingen temperaturdifferensen eller ledningsdimensionen ökas för att distributionsnätets överföringskapacitet ska öka. Pumpning då ledningens maxflöde är uppnått ökar visserligen differenstrycket ut från produktionsanläggningen markant, men flödesökningen genom ledningen kommer endast att bli måttlig.

Vid dimensionering av fjärrvärmeledningar bör flödeshastigheten inte överstiga 2,5 m/s, Rossing (2). Vid denna hastighet erhålls ett märkbart tryckfall. Då ett tillfälligt driftstopp, t.ex. pumpstopp inträffar, bildas dynamiska trycktransienter som fortplantar sig i fjärrvärmesystemet. Eftersom fjärrvärmevattnets rörelseenergi ökar kvadratisk med flödeshastigheten, så blir de dynamiska förloppen besvärande stora för högre hastigheter. För att minimera risken för tryckslag vid en plötslig driftstörning bör aktiva komponenter, t.ex. ventiler och pumpar manövreras med stor försiktighet.

Genom att kombinera ekvation (2.3.6) med (2.4.3) kan det totala tryckfallet skrivas på nedanstående form.

$$\Delta p = \left( \frac{\lambda \cdot L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot \dot{V}^2}{\pi^2 \cdot d^4} \quad (2.4.6)$$

Den pumpmotoreffekt,  $P$ , som krävs för en motsvarande tryckhöjning ges av ekvation (2.4.7)

$$P = \frac{\Delta p \cdot \dot{V}}{\eta_p} \quad (2.4.7)$$

$\eta_p$  =pumpens verkningsgrad

Genom att kombinera ekvation (2.4.6) och (2.4.7) kan den pumpeffekt som fodras skrivas enligt ekvation (2.4.8).

$$P = \left( \frac{\lambda \cdot L}{d} + \sum \xi \right) \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot \dot{V}^3}{\pi^2 \cdot d^4 \cdot \eta_p} \quad (2.4.8)$$

Om engångsförlusterna försummas kan det konstateras att P är starkt beroende av ledningsdiametern, d. Detta innebär att en minskning av ledningsdiametern kräver en kraftig ökning av pumpeffekten för att upprätthålla samma volymflöde som tidigare.

I fjärrvärmesystem som är geografiskt vidsträckta eller har stora höjdskillnader kan det krävas att tryckstegringspumpar installeras ute i distributionsnätet för att hålla trycknivån inom tillåtna gränser. Då fjärrvärmevattnet transporteras långa sträckor krävs det att det finns tillräckligt stort pumputrymme för att kompensera tryckfallet i ledningen. Finns inte det, t.ex. om det finns en högpunkt vars tryckhöjd systemtrycket riskerar att underskrida, så krävs det tryckstegring för att undvika ångbildning i systemet. Trycket i ett fjärrvärmesystem ska i alla delar alltid vara högre än ångbildningstrycket samt lägre än konstruktionstrycket för ledningen, som i de flesta större fjärrvärmesystem är 16 bar. Fjärrvärmecentraler är dimensionerade för ett differenstryck mellan 1,5-6 bar. Vid höga differenstryck, 8 bar eller högre, blir påfrestningarna på fjärrvärmecentralerna stora och ofta uppstår ljudproblem. Genom tryckstegring, då trycket ökas i flera steg, kan differenstrycksnivån hållas nere i fjärrvärmesystemet.

Larsson har i rapporten *Reglerdynamik, tryckhållning och tryckslag i stora rörsystem* (7) studerat hur olika typer av fjärrvärmesystem påverkas av dynamiska förlopp som uppstår vid plötsliga driftstörningar som t.ex. pumpstopp. Vid ett plötsligt pumpstopp sprider sig flödes- och tryckändringen i systemet i form av tryckvågor. Vad som exakt händer är svårt att på förhand förutspå. För att kartlägga trycktransienters fortplantning i systemet efter ett pumpstopp krävs att dynamiska beräkningar genomförs. Den största säkerhetsrisken uppstår då trycket sjunker så lågt att ångbildning sker i systemet. Själva ångbildningen i sig utgör ingen direkt fara. Det är när trycket återigen stiger och ångblåsan imploderar som kan få allvarliga konsekvenser och skada systemet. Ångbildning i ett fjärrvärmesystem är aldrig önskvärt, om det sker före en strypventil kan det innebära stora risker. Ångan passerar strypningen lätt samtidigt som det blir tvärstopp för den efterföljande vattenpelaren, vilket genererar ett tryckslag.

Larssons studie visar att en osymmetrisk tryckbild ökar risken för kraftiga tryckslag i systemet vid ett plötsligt driftstopp. För att minimera risken att kraftiga tryckslag fortplantar sig i systemet bör tryckbilden vara symmetrisk, vilket innebär att medeltryckshöjden mellan fram- och returledning är lika i hela systemet. Rent praktiskt betyder det att en pump placeras på framledningen och en på

returledningen. För att symmetrin ska bevaras krävs det att pumparna är förreglade till varandra, vilket åstadkoms genom att pumparna placeras på en gemensam axel eller förreglas elektroniskt. Fjärrvärmesystemets tryckhållningssystem bör dessutom vara inkopplat vid medeltryck eller flödesmässigt svagt för att symmetrin i nätet ska upprätthållas vid en tillfällig driftstörning. Ett exempel på en svag tryckhållning är ett pumpat tryckhållningssystem. Ett svagt tryckhållningssystem behöver inte nödvändigtvis vara kopplat vid medeltryck för att symmetrin ska bevaras vid ett pumpstopp, vilket krävs då tryckhållningen är stark. I ett starkt tryckhållningssystem hålls trycket t.ex. av en ackumulator. Att koppla in en ackumulator vid medeltryck kan i vissa system vara problematiskt, eftersom det krävs att ackumulatoren är orimligt hög. Larsson (8) menar att i fjärrvärmesystem där en stark tryckhållning kopplas in på returledningen är risken för ångbildning vid ett oplanerat pumpstopp överhängande.

## 2.5 Tryckhöjd

Vid analys av fjärrvärmesystem är det, enligt Rossing (2), mycket användbart att beskriva tryckbilden i nätet med tryckhöjd,  $H$ . Tryckhöjden i ett fjärrvärmesystem definieras som summan av statisk tryckhöjd och geodetisk tryckhöjd relativt nollplanet, som normalt utgörs av havsnivån. Detta innebär att tryckhöjden i ett fjärrvärmesystem inte är mätbar med en manometer, instrumentet endast visar skillnaden mellan den geodetiska höjden och det statiska trycket.

$$H = \frac{p}{\rho \cdot g} + z \quad (2.5.1)$$

$\frac{p}{\rho \cdot g}$  = Statisk tryckhöjd

$z$  = Geodetisk höjd eller gravitationshöjd

Den första termen, statisk tryckhöjd, innebär den kraft per area rörvägg som vattnet trycker på röret med, uttryckt i mvp. Den statiska tryckhöjden kan, enligt Dalgren (9), illustreras av vattenpelarens höjd om man skulle göra ett hål på röret. Den andra termen, geodetiska tryckhöjden eller gravitationstryckhöjden, innebär ledningens höjd relativt nollplanet.

Tryckhöjden i ett fjärrvärmesystem är helt oberoende av distributionsnätets höjdvariationer eftersom statisk tryckhöjd stiger lika mycket som geodetisk tryckhöjd sjunker då ledningen leds ner i en svacka. Det går, enligt Rossing (2), endast att öka tryckhöjden i ett rörsystem genom pumpning. Tryckhöjden ökar då med pumpens lyfthöjd. Tryckhöjden minskar med ledningens förluster och av ett eventuellt effektuttag över en turbin eller annan strypning t.ex. ventil. I övrigt är tryckhöjden i ett fjärrvärmesystem bevarad.

Med hjälp av tryckhöjd kan tryckbilden över ett fjärrvärmesystem enkelt illustreras i ett tryckhöjdsdiagram. I ett tryckhöjdsdiagram redovisas tryckhöjden som en funktion av en koordinat  $x$  längs ledningen. Koordinat  $x$  följer ledningen per fysisk längdenhet, dvs. ingen projektion eller liknande. Eftersom fram- och



De två distributionspumparna på fram- och returledningen i produktionsanläggningen ökar trycket med 30 mvp vardera. Eftersom pumparna har mycket liten utsträckning i x-led så illustreras tryckhöjningen med ett vertikalt språng i tryckhöjdsdiagrammet. Enligt principskissen är tryckhöjden på sugsidan av returpumpen 60 mvp och pumparna lyfter tillsammans trycket till 120 mvp, vilket resulterar i ett differenstryck på 60 mvp (6 bar) ut från produktionsanläggningen. Ledningarnas tryckfall har betydligt större utsträckning i x-led och illustreras av tryckhöjdslinjens lutning i tryckhöjdsdiagrammet. Hur skarp linjernas lutning är bestäms av tryckfallets storlek per ledningslängd. Vid den första kunden i nätet har trycket i framledningen sjunkit ner till 110 mvp och trycket i returledningen är 70 mvp, vilket ger ett differenstryck på 40 mvp över kundens fjärrvärmecentral. I nätets periferi, längst bort från produktionsanläggningen hålls differenstrycket 15 mvp. I tryckhöjdsdiagrammet ritas normalt de gällande tryckgränserna ut, dvs. den nedre gränsen markerar ångbildningstrycket och den övre markerar konstruktionstrycket.

Fjärrvärmesystemets värmeförluster berördes lätt i avsnitt 2.2 *Värmelast*. I detta avsnitt kommer den bakomliggande teorin kring värmetransport och värmeförluster att tydliggöras. Värme kan i huvudsak transporteras genom ledning, konvektion eller strålning, Alvarez (10). Ledning uppträder i material medan konvektion och strålning uppträder mellan olika material och medier. I fjärrvärmeledningar dominerar värmeöverföring genom ledning. En fjärrvärmekulvert består i normalfallet av två ledningar, en fram- och en returledning. Den sammanlagda värmeförlusten från båda ledningarna beräknas enligt Maurin (3) med ekvation (2.6.1) och uttrycks i W/m . Försättningsvis refererar en ledning till en kulvert av tvårrörprincip, där fram- och returledning läggs parallellt, om inget annat anges.

$$Q = 2 * \frac{\Delta T}{\sum R} \quad (2.6.1)$$

Där  $\Delta T$  avser ledningens övertemperatur i förhållande till omgivningen och beräknas av temperaturdifferensen mellan medelvärdet av fram- och returledningstemperatur och temperaturen i omgivande mark,  $T_o$ . För årsberäkningar används utomhustemperaturens årsmedelvärde som omgivningstemperatur, vilken i Stockholmsregionen är 6,7°C.

$$\Delta T = \frac{(T_f + T_r)}{2} - T_o \quad (2.6.2)$$

$\sum R$  avser ledningens totala värmemotstånd. Värmemotståndstalet är ett mått på hur bra ett material leder värme. Om värmemotståndstalet är högt, t.ex. för isolering, är materialets förmåga att leda värme låg. Värmemotståndet i en fjärrvärmeledning av tvårörsprincip kan definieras av följande delmotstånd.

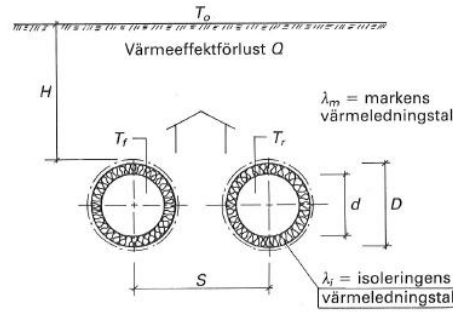
- Gränsytan mellan fjärrvärmevattnet och rörvägg
- Rörvägg
- Isolering
- Omgivande mark
- Sammanfallande temperaturfält

Värmemotståndet i gränsytan mellan fjärrvärmevattnet och rörväggen samt i rörväggen är i förhållande till de andra tre motstånden mycket små, och kan därför försummas. Det totala värmemotståndet för en ledning utgörs av motståndet i isoleringen,  $R_i$ , omgivande mark,  $R_m$  och sammanfallande temperaturfält,  $R_2$ -rör.

Värmemotståndet genom sammanfallande temperaturfält uppstår på grund av att framledningen och returledningen ligger nära varandra. Eftersom vattnet i framledningen är varmare än vattnet i returledningen kommer värme att överföras från fram- till returledning. Värmemotståndet genom sammanfallande temperaturfält är dock litet i förhållande till värmemotståndet i mark och i isolering. Markmotståndets andel av det totala värmemotståndet uppskattas av Werner (1) till ca 10-15 % av det totala värmemotståndet för dagens distributionsledningar. Detta innebär att den totala värmeförlusten från en ledning endast i liten utsträckning påverkas av markens egenskaper, så som fukthalt och liknande. Av förklarliga skäl är det isolermotståndet som har störst påverkan på den totala värmeförlusten från en ledning. Om isoleringen på något sätt är skadad eller är tunn påverkar markens egenskaper värmemotståndet och värmeförlusten i större utsträckning. I ekvation (2.6.3) presenteras det totala värmemotståndet för en ledning.

$$\sum R = R_i + R_m + R_{2-rör} \quad (2.6.3)$$

Geometri och ingående parametrar i värmeförlustberäkningar definieras i Figur 5.



Figur 5 - Geometri och parametrar i värmeförlustberäkningar

Värmemotståndet i isoleringen,  $R_i$ , i omgivande mark,  $R_m$ , samt genom sammanfallande temperaturfält,  $R_{2-rör}$ , definieras enligt ekvation (2.6.4), (2.6.5) och (2.6.6).

$$R_i = \frac{\ln\left(\frac{D}{d}\right)}{2\pi\lambda_i} \quad (2.6.4)$$

$$R_m = \frac{\ln\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{D}\right) + \sqrt{\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{D}\right)^2 - 1}}{2\pi\lambda_m} \quad (2.6.5)$$

$$R_{2-rör} = \frac{\ln\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{S}\right) + 1}{2\pi\lambda_m} \quad (2.6.6)$$

Genom att sätta in ekvation (2.6.4), (2.6.5) och (2.6.6) i (2.6.1) ges parameteruttrycket för värmeförlusten för en ledning,  $Q$ .

$$Q = \frac{2 \cdot \left(\frac{T_f + T_r}{2} - T_o\right)}{\left[ \frac{\ln\left(\frac{D}{d}\right)}{2\pi\lambda_i} + \frac{\ln\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{D}\right) + \sqrt{\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{D}\right)^2 - 1}}{2\pi\lambda_m} + \frac{\ln\left(\frac{2(H+\frac{D}{2})}{S}\right) + 1}{2\pi\lambda_m} \right]} \quad (2.6.7)$$

$Q$  = effektförlust per meter från två ledningar [W/m]

$T_f$  = framledningstemperatur [°C]

$T_r$  = returledningstemperatur [°C]

$T_o$  = omgivningstemperatur [°C]

$D$  = isoleringens yttre diameter [m]

$d$  = isoleringens yttre diameter [m]

$\lambda_i$  = värmeledningstal för isoleringen [W/m,K]

$\lambda_m$  = värmeledningstal för omgivande mark [W/m,K]

$H$  = fyllnadshöjd [m]

$S$  = avstånd mellan rören [m]

I beräkningsuttrycket försummas temperaturfall i strömningsriktningen, då detta i normalfallet är litet. Enligt Werner (1) är temperaturfallet i framledningen i ett typiskt svenskt fjärrvärmesystem ca 1°C vid höglast och ca 4°C vid låglast jämfört med utgående temperatur från produktionsanläggningen. Uttrycket tar heller inte hänsyn till medie- eller mantelrörets tjocklek eller värmemotståndet för gränsytan mellan isolering och omgivande mark samt mellan mark och luft. Markens och markytans temperatur antas i beräkningen vara konstant, isoterm.

Värmeförlusterna från en ledning beror till största delen på ledningens isolering. Beroende på hur väl ledningarna är isolerade delas isoleringen in i olika isoleringsserier, Logstor (11). Fortum Värme använder i normalfallet serie II som motsvarar en isolertjocklek på mellan 38-99,4 mm. Isolering av serie I innebär att isoleringen är tunnare medan isolering av serie III och serie IV motsvarar en tjockare isolertjocklek än serie II.

## 2.7 Transiteringskostnad

Idén med fjärrvärme är att producera värme centralt i en eller fler storskaliga anläggningar till en lägre produktionskostnad än vad som kan uppnås i en mindre, lokal anläggning. Genom en central anläggnings storskalighet och lång utnyttjningstid per år motiveras och möjliggörs stora investeringar för avancerad teknik, vilket är en förutsättning för bra reningsutrustning och bränsleflexibilitet. I stora centrala anläggningar, med lång utnyttjningstid per år är det möjligt att hantera besvärliga, men billiga, bränslen. Då värmen produceras centralt krävs det i regel att värmen transporteras en längre sträcka genom distributionsnätet innan den når fram till slutkunden, jämfört med lokal värmeproduktion. Syftet med detta avsnitt är att definiera en generell metod för att beräkna transiteringskostnaden i ett fjärrvärmesystem och sedan använda metoden för att uppskatta hur stor kostnaden är för att försörja det framtida Tåbävnätet med värme från det Nordvästra systemet. Kostnaden för att distribuera värme utgörs i huvudsak av fyra delkostnader.

- Kapitalkostnad för investeringen av distributionsnätet,  $C_{\text{kap}}$
- Driftkostnad beroende på distributionsnätets värmeförluster,  $C_{\text{vf}}$
- Driftkostnad beroende på distributionsnätets tryckförluster,  $C_{\text{pf}}$
- Underhållskostnad av distributionsnätet,  $C_u$

### 2.7.1 Kapitalkostnad

Kapitalkostnad,  $C_{\text{kap}}$ , innebär kostnaden i form av ränta och amorteringar som investeringen i distributionsnätet medför. Av de ovan beskrivna delkostnaderna är kapitalkostnaden i särklass den största och uppgår normalt till minst 50 % av den totala distributionskostnaden. Kapitalkostnaden baseras på investeringskostnaden per meter parvis distributionsledning, dvs. fram- och returledning tillsammans, och kan tillsammans med en annuitetsfaktor och linjetäthet uttryckas genom ekvation (2.7.1.1)

$$C_{kap} = \frac{c \cdot ANN}{\frac{Q_s}{L}} \quad (2.7.1.1)$$

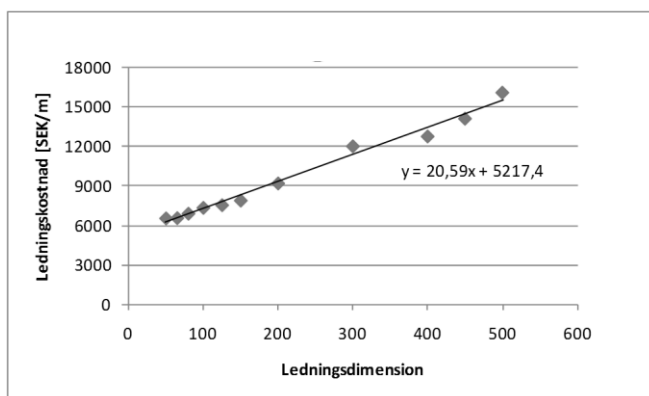
$c$  = investeringskostnad per meter parvis ledning [SEK/m]

$ANN$  = annuitetsfaktor

$Q_s$  = till kunder såld värmemängd [MWh/år]

$L$  = total ledningslängd [m]

Hur stor investeringskostnaden är per ledningsmeter i ett specifikt område beror till viss del på lokala förutsättningar, t.ex. hur dyrt det är att gräva i området m.m. Enligt Abrahamsson (24) är investeringskostnaden per meter distributionsledning, i normalfallet, linjärt beroende av ledningsdimensionen. I denna studie baseras investeringskostnaden per meter parvis ledning på den inom den fördjupade förstudien framtagna investeringskalkylen för det framtida Täbrynätet. I Figur 6 visas den uppskattade ledningskostnaden per meter parvis ledning som funktion av ledningsdiameter i det framtida Täbrynätet.



**Figur 6 - Distributionsledningarnas kapitalkostnad beroende av ledningsdiameter. Den totala investeringskostnaden per dimension och meter illustreras som en punkt i diagrammet. Kurvan är en linjär regression av dessa**

För att beräkna den årliga kapitalkostnaden används annuitetsmetoden, vilket innebär att den totala investeringskostnaden per meter parvis ledning multipliceras med en annuitetsfaktor, ANN. Annuitetsfaktorn är en omräkningsfaktor som beräknar vilken serie av årligen återkommande lika stora belopp (annuiteter) som motsvarar ett visst belopp i nutidpunkten (21). Med detta menas att investeringskostnaden per meter parvis ledning beräknas som en årligen återkommande lika stor kostnad som utfaller i slutet av varje år under investeringens ekonomiska livslängd. Annuitetsfaktorn beräknas enligt ekvation (2.7.1.2)

$$ANN = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \quad (2.7.1.2)$$

$r$  = kalkylränta

$n$  = ekonomisk livslängd även kallad avskrivningstid

Med annuitetsmetoden så beaktas inflationens inverkan på investeringen över tid indirekt genom kalkylräntan. Ju högre inflationstakten är, desto mindre blir en

framtida betalning värd uttryckt i nupunktens penningvärde. Detta innebär att investeringen uttryckt i nutidpunktens penningvärde blir billigare om hänsyn tas till inflationen över tid. Genom att sätta i ekvation (2.7.1.2) och det linjära beroendet mellan ledningskostnad och ledningsdimension i (2.7.1.1) så kan kapitalkostnaden uttryckas på generell form, se ekvation (2.7.1.3)

$$C_{kap} = \frac{(20,59 \cdot d_m + 5217,4) \cdot \frac{r}{1-(1+r)^{-n}}}{\frac{Q_s}{L}} \quad [\text{SEK/MWh}] \quad (2.7.1.3)$$

### 2.7.2 Driftskostnad beroende av värmeförlust

Hur stor kostnaden för värmeförluster är i ett fjärrvärmenät beror främst på hur väl ledningarna i nätet är isolerade. I ett nät där ledningarna är välisolerade brukar, enligt Werner (1), kostnaden för nätets värmeförluster uppgå till ca 20-25%, medan i ett äldre ca 30-40%, av den totala distributionskostnaden. Kostnaden för ett näts värmeförluster kan beräknas genom ekvation (2.7.2.1).

$$C_{vf} = \frac{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot d_m \cdot \int \theta d\tau}{\frac{Q_s}{L}} \cdot c_{prod_{värme}} \quad [\text{SEK/MWh}] \quad (2.7.2.1)$$

$k$  = värmegenomgångstal, viktat medelvärde för hela distributionsnätet

$d_m$  = medeldiameter för distributionsledningar

$\int \theta d\tau$  = gradtidtal för fjärrvärmedistribution, vilket är skillnaden mellan ledningstemperaturen och omgivningstemperaturen summerad över året

$c_{prod_{värme}}$  = produktionskostnaden för den värme som åtgår i värmeförluster

### 2.7.3 Driftkostnad beroende av tryckförlust

Distributionskostnaden beroende av tryckförlusten i nätet beror i stor grad på hur geografiskt vidsträckt nätet är. I ett normalstort nät, med avseende på linjetäthet och vidsträckning, så uppgår kostnaden för pumpenergi normalt till ca 5-10 kWh/levererad MWh värme. Distributions- och tryckstegringspumparna i fjärrvärmenätet upprätthåller cirkulationen i nätet genom att tillföra fjärrvärmevattnet pumpenergi, genom att elenergi, med viss förlust omvandlas, till tryckenergi. När fjärrvärmevattnet cirkulerar i ledningsnätet omvandlas en del av tryckenergin till värme, genom förluster så som friktion eller strypning. Denna del av den tillförda energin nyttiggörs av fjärrvärmevattnet. Den specifika kostnaden för tryckförlusten utgörs således av skillnaden i kostnad för elenergi och nyttig värmeenergi. Distributionskostnaden beroende av tryckförlusten i nätet kan beräknas genom ekvation (2.7.3.1), i SEK/MWh.

$$C_p = 2 \cdot [(1 - \eta_{pump}) \cdot c_{prod_{el}} + \eta_{pump} \cdot (c_{prod_{el}} - c_{prod_{värme}})] \cdot E_{pump} \quad (2.7.3.1)$$

$\eta_{pump}$  = pumpverkningsgrad, dvs. hur stor del av den tillförda elenergin omvandlas till nyttig värme

$c_{prod_{el}}$  = kostnad för pumpel, inklusive effektaavgifter, skatter etc

$E_{pump}$  = den energi som krävs för att driva pumparna i nätet

Den energi som krävs för att driva pumparna i ett fjärrvärmesystem kan beskrivas av pumparnas utnyttjningstid multiplicerat med maximal pumpeffekt, se ekvation (2.7.3.2). Utnyttjningstiden är ett mått på hur lång tid det tar att uppnå pumparnas årliga energiförbrukning då pumparna drivs med maximal effekt.

$$E_{pump} = P_{max} \cdot \tau \quad (2.7.3.2)$$

Genom att kombinera ekvation (2.7.3.1) och (2.7.3.2) med ekvationen (2.4.8) för total pumpeffekt så kan driftkostnaden beroende av tryckförlust beskrivas genom ekvation (2.7.3.3). Eftersom engångsförlusterna längs en ledning endast påverkar den totala tryckförlusten i mycket liten utsträckning, så anser författaren att dessa i detta fall kan försummas utan att ett signifikant fel introduceras.

$$C_p = 2 \cdot [(1 - \eta_{pump}) \cdot c_{prod_{el}} + \eta_{pump} \cdot (c_{prod_{el}} - c_{prod_{värme}})] \cdot \left(\frac{\lambda \cdot L}{d_m}\right) \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot \dot{V}^3}{\pi^2 \cdot d^4 \cdot \eta_p} \cdot \tau \quad (2.7.3.3)$$

#### 2.7.4 Underhållskostnad

Kostnaden för underhåll i svenska fjärrvärmenät brukar, enligt Werner (1), uppskattas till ca 1 % av investeringen i ledningsnätet, vilket normalt motsvarar ca 10-15% av den totala distributionskostnaden och kan beräknas enligt ekvation (8.4.1).

$$C_u = u \cdot \left( \frac{(20,59 \cdot d_m + 5217,4) \cdot \frac{Q_s}{L}}{L} \right) \quad (2.7.4.1)$$

$u$  = underhållskostnad som andel av investeringskostnad

### 3 Marknadspotential i Täby

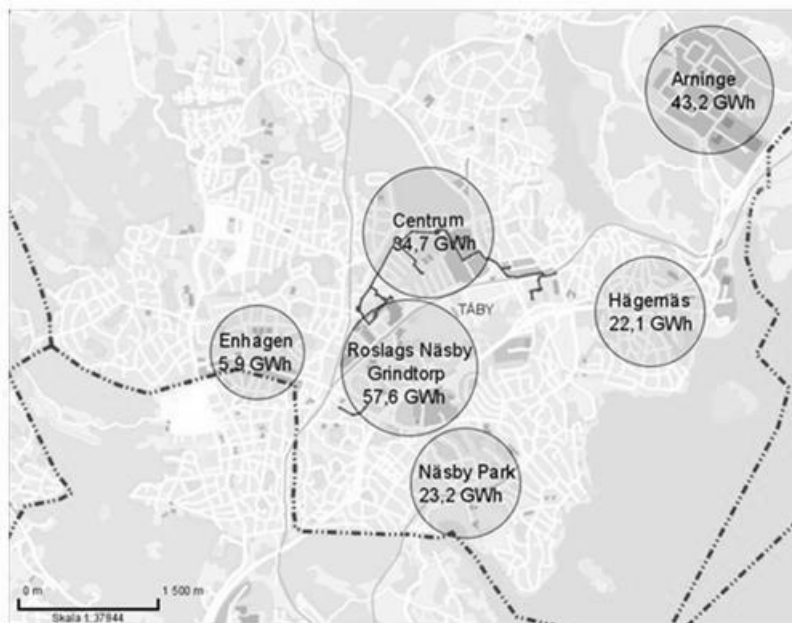
Täby med omnejd är ett starkt växande expensionsområde där utvecklingsplanerna är stora. Under de närmaste åren kommer stora delar av centrumkärnan att utvecklas och byggas om. På sikt finns det planer att utveckla Arninge, Ullna samt området kring galoppfältet till attraktiva bostadsområden. Tillsammans med grannkommunerna delar Täby en gemensam tillväxtvision avseende arbetsplatser, fler invånare samt förbättrad infrastruktur. Målet för Täby, enligt Knutsson m.fl. (12), är bl.a. att fram till 2030 skapa 20 000 nya arbetsplatser och möjligheter för att öka invånarantalet från 63 000 till 80 000. Kommunens översiktsplan understryker vikten av hållbar utveckling och gröna strategier i utvecklingen av framtidens Täby.

År 2008 genomfördes en förstudie av en framtida sammankoppling av Tåbånätet till Nordvästra nätet. Förstudiens syfte var att ta fram en uppskattad kostnad för projektet, dvs. bedöma investeringens storlek för att för att ansluta det befintliga fjärrvärmenätet i Täby till Fortum Värmes Nordvästra nät. Kalkylen som upprättades inom ramen för förstudien tog inte hänsyn till tillstånd från kommun, Trafikverket eller andra instanser som krävs för att säkerställa ledningsdragningen. Nätets dimensionering utfördes enligt lathund baserat på uppskattad effekt för respektive fastighet. Dimensioneringen byggde på en temperaturdifferens på 45°C och en utnyttjningstid på 2000 timmar. I studien framkom det att den framtida fjärrvärmeutbyggnaden i Täby beräknas kosta ca 300 miljoner SEK exklusive transiteringsledningen som vid tidpunkten uppskattas att kosta närmare 170 miljoner SEK att anlägga.

Sedan förstudien 2008 genomfördes har det, enligt Fortum Värmes marknadsavdelning, inte skett så stora förändringar när det gäller befintliga fastigheter i Täby. Därmed ansågs den tidigare marknadsbedömningen, från 2008, till stor del vara korrekt. Inom ramen för den fördjupade förstudien, vilken denna rapport är en del av, genomfördes en noggrann uppdatering mot kommunens aktuella detaljplaner fram till 2020, vilket ledde till mindre justeringar då några planer har grusats och andra har tillkommit. Marknadspotentialen i Täby baseras på, för Fortum Värme, attraktiva områden inom rimligt geografiskt avstånd från det befintliga fjärrvärmesystemet. Potentiella kunder inom det befintliga fastighetsbeståndet koncentreras till större fastigheter som t.ex. flerfamiljshus, skolor eller övriga lokaler. Befintliga småhusområden utesluts helt, då lönsamheten är låg pga. stora förluster. Marknadspotentialen i Täby uppskattas vara ca 187 GWh utöver befintligt värmebehov på ca 70 GWh, då nyproduktion fram till år 2020 inkluderas.

Fullt utbyggt antas det framtida nätet i Täby ha ett värmebehov motsvarande 100 MW vid DUT. I Figur 7 illustreras marknadspotentialen i Täby i en översiktsbild.



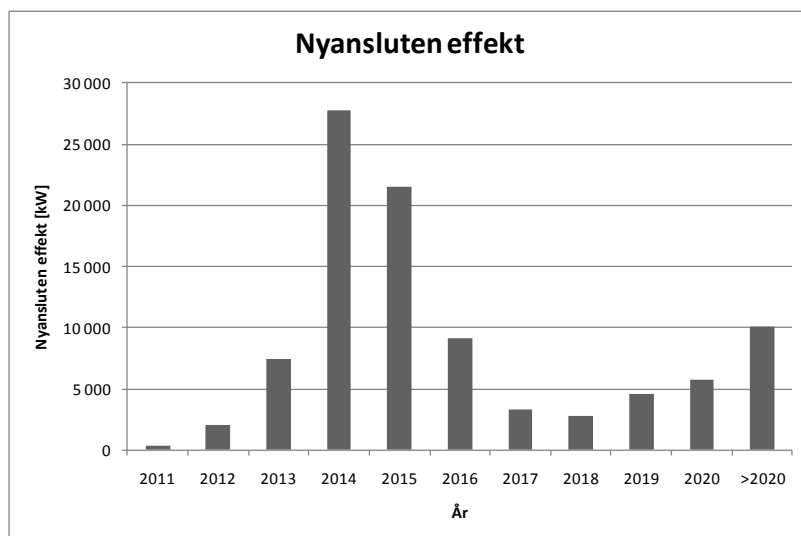


**Figur 7 – Översiktsbild av marknadspotentialen i Täby**

I det befintliga fjärrvärmesystemet i Täby finns det dock, i nuvarande skick, endast ett begränsat utrymme för nyanslutning. Detta innebär att anslutning av en större volym kunder till det befintliga fjärrvärmenätet inte kommer att vara möjlig innan ytterligare produktionskapacitet finns på plats.

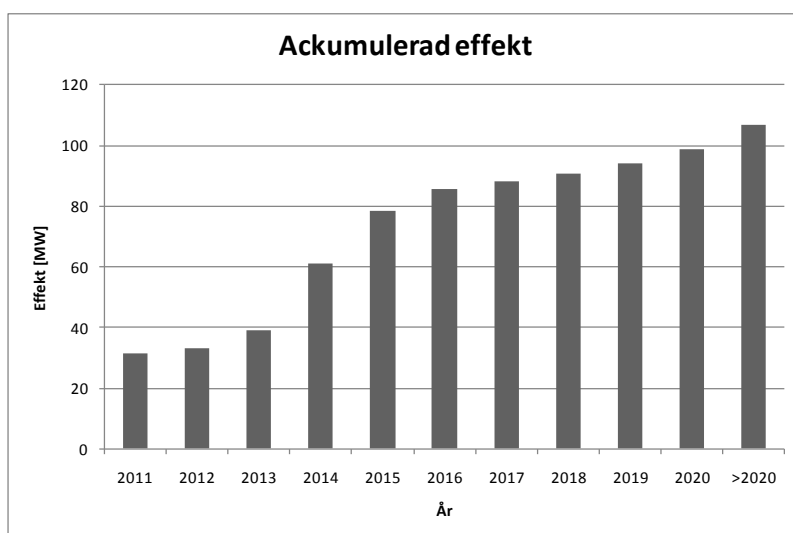
De nyproducerade fastigheterna är kritiska. Då ett nyproducerat hus står färdigt krävs det att en anslutningsmöjlighet till fjärrvärmenätet finns tillgänglig inom ett snävt tidsintervall. Om kunden inte har möjlighet att ansluta sig till fjärrvärmenätet vid denna tid, kommer denne att se sig om efter andra uppvärmningsalternativ, i förlängningen kan det innebära att kunden går förlorad i minst 20 år. I vissa fall kan detta lösas genom en provisorisk värmelösning, t.ex. genom mobila pannor, som försörjer kunden tills en permanent anslutning är möjlig. I det framtida fjärrvärmenätet i Täby så är det de nyproducerade fastigheterna i kombination med tillgänglig produktionskapacitet som styr anslutningstakten.

Befintliga fastigheter har redan ett installerat värmesystem och är därmed inte lika beroende av när i tiden de ansluts. Dessa ansluts i mån av produktionskapacitet, förslagsvis då närliggande nyproducerade fastigheter ansluts. Inom ramen för den fördjupade förstudien gavs ett förslag på väntad anslutningstakt baserad på nyproduktion och tillgänglig produktionskapacitet. Ytterligare kapacitet i nätet väntas tidigast vara på plats till driftsäsongen 2014, fram till dess kan endast små volymer anslutas. I figur 8 illustreras anslutningstakten av nyansluten effekt i det framtida fjärrvärmenätet i Täby.



**Figur 8 - Anslutningstakt för nyansluten effekt i Täby fram till 2020**

I Figur 9 illustreras den ackumulerade anslutningstakten, dvs. då nyansluten effekt summeras med befintlig effekt i det framtida fjärrvärmenätet i Täby.



**Figur 9 - Anslutningstakt ackumulerat, dvs. nyansluten effekt summerat med befintlig effekt i Täby**

## 4 Metod

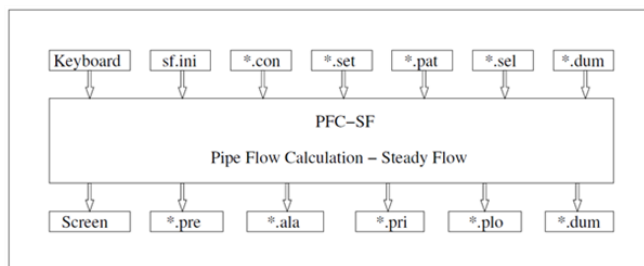
För simulering och analys av såväl befintligt som fullt utbyggt fjärrvärmenät i Täby byggdes en simuleringsmodell i rörberäkningsprogrammet PFC (Pipe Flow Calculation). Programmet består av två enheter, PFC-SF, Pipe Flow Calculation – Steady Flow, och PFC-TF, Pipe Flow Calculation – Transient Flow.

Fortum Värme äger och förvaltar liknande PFC-modeller över de flesta större fjärrvärme- och fjärrkylasystem företaget äger. Modellerna används med stor fördel för omfattande nätberäkningar och analys av stora, komplexa rörsystem. Då det i dagsläget inte finns en existerande simuleringsmodell över det befintliga Täbynätet är det huvudsakliga målet att skapa ett verktyg för att studera och analysera det befintliga samt fullt utbyggda framtidsnätet i Täby.

I studien byggdes initialt en stationär beräkningsmodell över det befintliga fjärrvärmenätet i Täby, i programmet PFC-SF. Det befintliga nätet samt hur modellen byggdes upp beskrivs i avsnitt 5.1 *Befintligt fjärrvärmenät i Täby*. För att säkra modellens tillförlitlighet kalibrerades och validerades den mot tillgänglig driftstatistik från befintligt fjärrvärmenät. Modellen över det befintliga nätet i Täby användes sedan som en grund för en större modell över det framtida, fullt utbyggda, fjärrvärmenätet i Täby. Hur den framtida modellen byggdes upp och vilka avgränsningar som gjordes beskrivs i avsnitt 5.2 *Framtida fjärrvärmenät i Täby* nedan. Modellen över det framtida, fullt utbyggda nätet, användes under projektets gång som ett levande dokument och uppdaterades successivt vartefter ny information inkom. Resultatet av simuleringsstudien som genomfördes i projektet presenteras i avsnitt 6 *Systemdimensionering*.

### 4.1 PFC

PFC är byggt i ett linuxbaserat gränssnitt. Programmet är mycket flexibelt och kan simulera de flesta rörsystemsforlopp där strömningen kan anses vara inkompressibel. Styrkan hos programmet är främst dess beräkningskapacitet, genom tidseffektiva massberäkningar. I programmet finns ingen begränsning för hur många nästlade loopar som beräkningstekniskt är möjligt att använda, vilket skapar ett stabilt och kraftfullt program vid beräkning av komplexa fjärrvärmesystem. Programstrukturen för PFC baseras på ett antal textfiler för in- och utdata, i Figur 10 visas en symbolisk illustration av dataflödet i PFC-SF.



Figur 10 - Illustration av strukturen för programmet PFC-SF, egen bild efter förlaga i PFC-manualen (13)

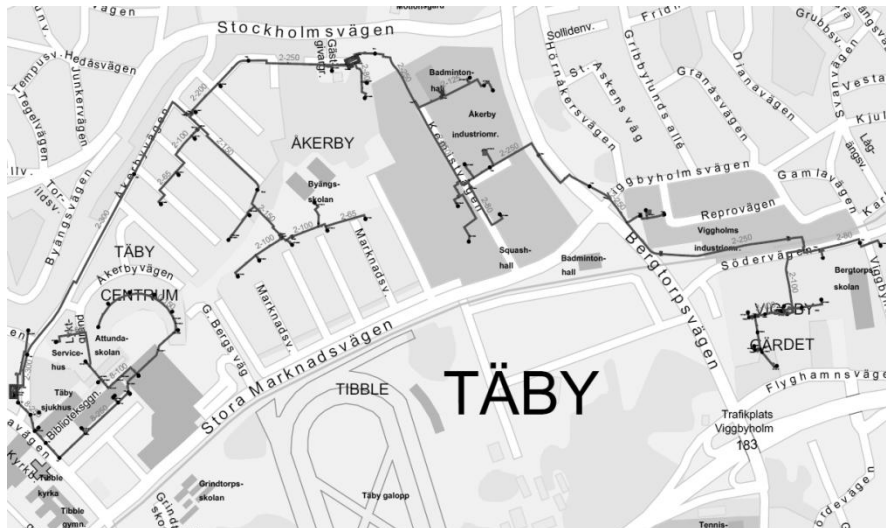
Precis som namnet antyder baseras PFC-SF på stationära beräkningar för tryck-, flödes- och temperaturfördelningar i rörsystem. I filerna för indata definieras och beskrivs hur nätet ser ut, vilka komponenter som ingår, hur de är ihopkopplade och vilken prestanda de har. Vidare definieras styrdirektiv för alla aktiva komponenter. Med aktiv komponent avses pumpar, ventiler och pannor, dvs. de komponenter som på något sätt kan styras. Styrdirektivet utgörs av ett villkor som den enskilda aktiva komponenten ska uppfylla. Till exempel kan styrvillkoret för en pump utgöras av att hålla ett visst differenstryck i en punkt i nätet, då  $T_{ute}$  är lägre än  $T_1$ . Det är möjligt att ställa ytterligare ett villkor som gäller då  $T_{ute}$  är högre än  $T_1$ . I indatafilerna definieras initialvärden och funktioner för temperaturfördelningar och andra styrande parametrar samt information om hur resultatet från simuleringarna ska presenteras.

Resultatet från simuleringarna kan presenteras grafiskt eller i tabellform. Det grafiska resultatet utgörs av stationära tryckhöjdsdiagram samt flödes- eller temperaturfördelningar. All data från massberäkningarna sorteras i lättöverskådliga tabeller efter driftfall,  $T_{ute}$ , eller ingående komponent. Resultatet av en simulering omfattar stora mängder data och i programmet finns det många sätt att jämföra och analysera materialet. Vid tiden noll, när beräkningen av stationärtillståndet startar, är flödet i rörsystemet noll och tryckhöjden lika i alla rör i systemet. De aktiva komponenterna, genom deras styrdirektiv, skapar sedan fiktiva tryckvågor som ”gungar” igång systemet i en iterativ process. Stationärtillståndet, som ger den stationära lösningen för respektive driftfall, infinner sig när tryckvågorna dämpats ut och svängningarna i rörsystemet har klingat av. När den stationära lösningen är fastställd, lagras all nödvändig information i resultatfiler och används sedan som begynnelsevillkor för transienta beräkningar i PFC-TF. För transienta beräkningar krävs, förutom en stationär lösning från PFC-SF, ytterligare styrdirektiv för de aktiva komponenterna som definierar under hur lång tid eller med vilken hastighet de ska agera.

## 5 Simuleringsmodell

### 5.1 Befintligt fjärrvärmenät i Täby

Fortum Värme har levererat fjärrvärme i Täby sedan 1997 då företaget förvärvade hetvattencentralerna Farmen och Galten. Det befintliga fjärrvärmenätet i Täby är ca 3,5 km långt och sträcker sig från centrala Täby österut mot Viggbygården. I figur 11 är hetvattencentralerna Galten och Farmen markerade som fyrkanter och respektive kund med en punkt.



Figur 11 - Fortum Värmes befintliga fjärrvärmenät i Täby

Det befintliga Täbynätet har ett årligt värmebehov på ca 70 GWh och basproduktionen sker i PC, panncentral, Galten. Anläggningen driftsattes år 1969 och utgörs idag av fem värmeproducerande enheter. Huvuddelen av värmeproduktionen i PC Galten baseras på förnybar energi, då tre av pannorna eldas med bioolja. Biooljepannorna eldas med förädlad bioolja (finbio) vintertid och MFA (Mixed Fatty Acid) övrig tid. I anläggningen finns även en reservpanna som eldas med fossil lättolja, Eo1, samt en deponigaspanna. PC Galten har en total installerad effekt på 33 MW, men på grund av dålig kondition är det idag svårt, om ens möjligt, att varaktigt leverera installerad effekt.

PC Farmen är belägen ca 1,4 km från PC Galten och utgör spetsproduktionen i det befintliga Täbynätet. Detta innebär att värmeproduktion i Farmen främst sker under perioder med låga utomhustemperaturer eller då basanläggningen Galtens kapacitet är otillräcklig. PC Farmen har varit i drift sedan 1965 och utgörs idag av tre värmeproducerande enheter. I anläggningen finns en total installerad effekt på 20 MW och värmeproduktionen är baserad på fossil eldningsolja, Eo5.

#### 5.1.1 Uppbyggnad av befintlig modell

Eftersom verklighetens fjärrvärmesystem i många fall är mycket komplexa så är det nödvändigt att simuleringsmodellen utgör en förenklad bild av verkligheten. Förenklingar får dock inte ske på bekostnad av modellens egenskaper eller

tillförlitlighet. Larsson beskriver i sin avhandling (8) en metod för att förenkla beräkningsmodeller utan att påverka den stationära tryck- eller flödesbalansen nämnvärt. I simuleringsmodellen tillämpas metoden och ledningar av mindre dimension än DN50 elimineras. Då Täbrynätet är litet i sin omfattning i kombination med att modellen över det befintliga nätet framför allt kommer att användas i samband med kundanslutningar så behålls en förhållandevis hög detaljnivå.

Då den stationära lösningen, från PFC-SF, utgör begynnelsevillkor för den transienta modellen, PFC – TF, är det lämpligt att den stationära modellen anpassas för att även uppfylla villkoren för den transienta. Vid transienta beräkningar är det modellens kortaste rör som sätter gränsen för det längsta tidssteget som kan användas. Av den anledningen används inte kortare rör än 50 m i modellen. I verkliga fjärrvärmesystem finns det dock gott om korta rör, framför allt i produktionsanläggningar. För att undvika beräkningstekniska problem definieras produktionsanläggningar i s.k. subnets, vilket beskrivs närmare nedan. I övriga delar i nätet hanteras korta rör genom att två seriekopplade korta rör ersätts med ett ekvivalent längre rör eller genom att en förgrenings- eller lastpunkt flyttas. Detta är manövrer som inte nämnvärt påverkar den totala tryck- och flödesbalansen.

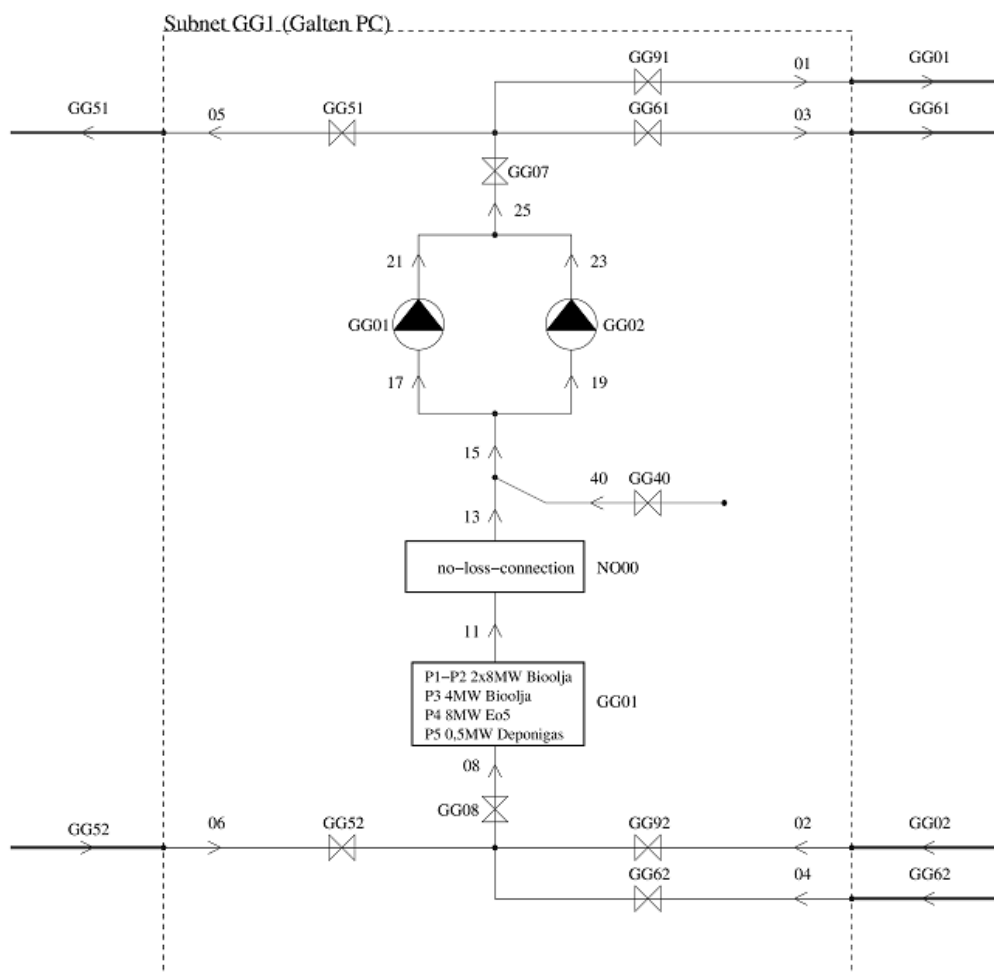
Då de flesta ledningslängder i det befintliga fjärrvärmenätet utgörs av dubbelrörs plastkulvert görs det inga undantag för sträckor av annan kulverttyp. Mellan PC Galten och PC Farmen löper en sammanbindningsledning, vilken utgör den största stamledningen i nätet och har dimensionen DN300. Ledningssträckan från PC Farmen österut, mot Viggbygården, utgörs av en ledning av dimension DN250. I modellen antas att samtliga ledningar är kopplade enligt 2-rörsprincipen. I tabell är den totala rörlängden i simuleringsmodellen över befintligt fjärrvärmenät i Täby summerad per ledningsdimension.

**Tabell 1 - Total rörlängd i modellen över befintligt fjärrvärmenät i Täby, summerat per ledningsdimension**

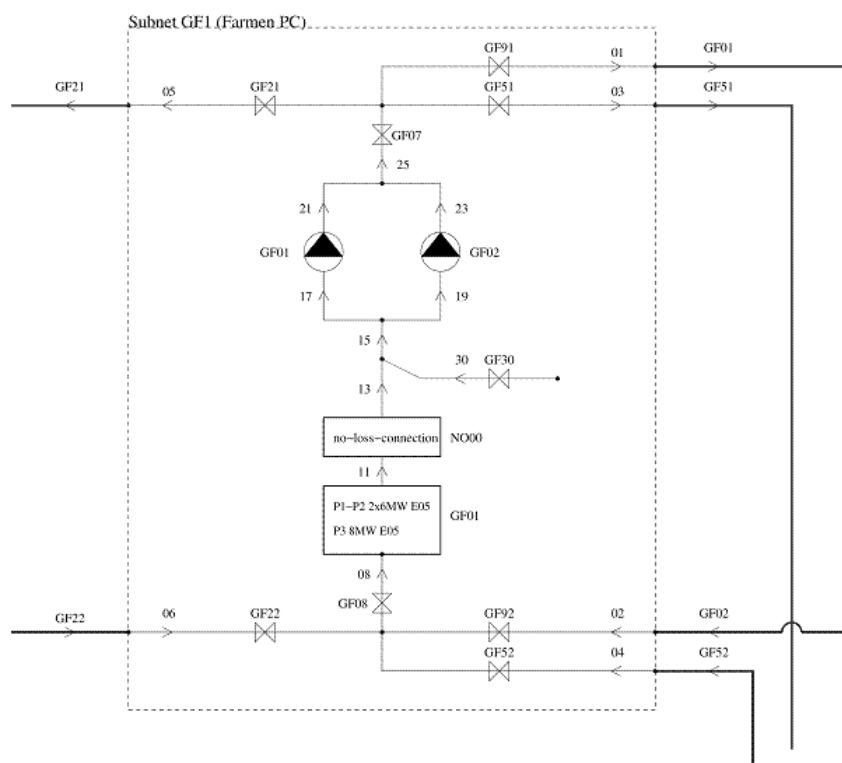
Dimension	Längd [m]	Andel av total rörlängd [%]
DN300	1840	12%
DN250	4870	32%
DN200	870	5%
DN150	1160	8%
DN125	790	5%
DN100	2500	16%
DN80	1100	7%
DN65	1750	11%
DN50	460	3%

Ett subnet innebär ett delnät där komponenterna är hydrauliskt ihopkopplade med s.k. links. Links skiljer sig, beräkningstekniskt, från vanliga rör då de inte har någon längd eller volym. För varje tidssteg beräknas en stationär tryck- och flödesbalans med tillstånden i de anslutna rören som randvillkor.

Både PC Galten och PC Farmen har två parallella distributionspumpar som är inkopplade på framledningen, dvs. direkt efter pannorna. Distributionspumparna i PC Galten drivs av varsin motor på 90 kW och har en lyfthöjd på ca 50 m. I PC Farmen drivs pumparna av en lika stor motor, men har en lyfthöjd på ca 65 m. Galtens pumpar arbetar optimalt för något högre flöde än pumparna i Farmen. I modellen byggdes respektive anläggning så likt verkligheten som möjligt och pumparnas karakteristik definierades av de existerande pumparnas pumpkurvor. För den intresserade finns använda pumpkurvor i bilaga 1 och 2. I figur 12 och figur 13 illustreras hur anläggningarna PC Galten (subnet GG1) och PC Farmen (subnet GF1) är uppbyggda i modellen.



Figur 12 - Schematisk bild över subnet GG1, dvs. modellens bild av PC Galten



Figur 13 - Schematisk bild över subnet GF1, dvs. modellens bild av PC Farmen

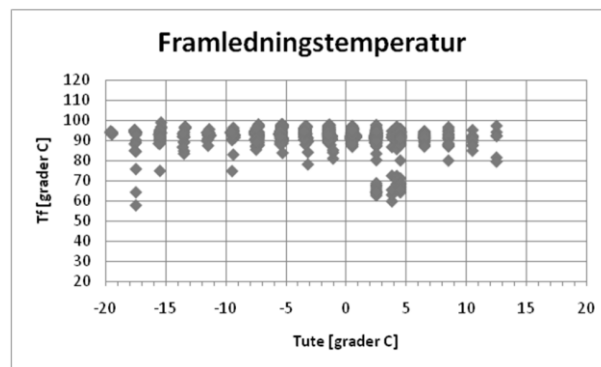
Tryckhållningssystemet i det befintliga Täbrynätet är placerat i PC Farmen, som ligger ca 27 m ö h och utgör nätets högsta punkt. Systemet utgörs av ett öppet expansionskärl, dvs. ej trycksatt, samt en s.k. kokledning på ca 25 m. Kokledningen utgörs av ett rör placerat i skorstenen som håller en konstant vattennivå och därmed konstant tryck i fjärrvärmesystemet. PC Farmens tryckhållningssystem håller normalt ett systemtryck på ca 1,3 bar lokalt i anläggningen. I modellen antas att tryckhållningssystemet håller en total tryckhöjd på 40 mvp.

Varje specifik ledning definieras av dimension, längd och engångsmotstånd. Engångsmotståndet för respektive ledning utgörs av summan av ledningens enstaka motståndstal. För ventiler och 90-graders rörkrökar antas engångstalet vara 0,20. I modellen beskrivs fjärrvärmemediets karaktäristik vid olika temperaturnivåer i form av densitet, specifik värmekapacitet, ångbildningstryck, viskositet m.m. De ledningsdimensioner som används definieras i termer av innerdiameter, ytråhet, värmegenomgångstal, Youngs elasticitetsmodul för rörväggs material, godstjocklek och rörväggs värmekapacitet. Youngs elasticitetsmodul och godstjockleken i rörväggen används för att beräkna tryckvågens utbredningskapacitet. Rörväggs värmekapacitet tillsammans med andra faktorer används för att beräkna temperaturvågens utbredning i systemet.

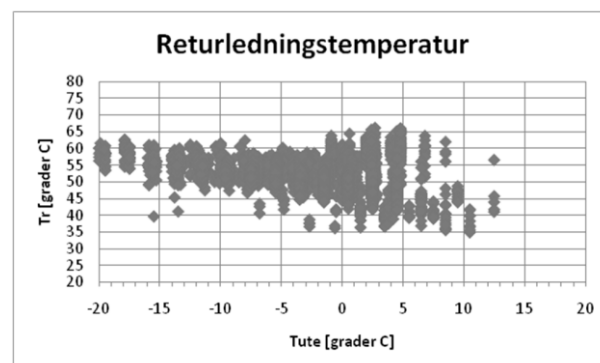
Sammanlagringen i det befintliga fjärrvärmenätet i Täby antas vara relativt låg, baserat på nätets struktur och antal kunder. Med hjälp av en lastmodell, som baseras på tillgänglig statistik från nätet, beräknas sammanlagringsfaktorn vara ca



0,90, vilket ger en sammanlagd effekt på 28 MW vid DUT. Sommarlasten väntas vara ca 3,5 MW. För att modellen ska efterlikna verkligheten så mycket som möjligt, så används en temperaturfunktion baserad på tillgänglig statistik för att beskriva fram- och returledningstemperatur. Statistiken för fram- och returledningstemperatur i det befintliga Tåbrynätet visas i figur 14 och figur 15. Statistik underlaget sträcker sig över två eldningssäsonger och presenteras av ett timmedelvärde för de två anläggningarna som funktion av utomhustemperatur.



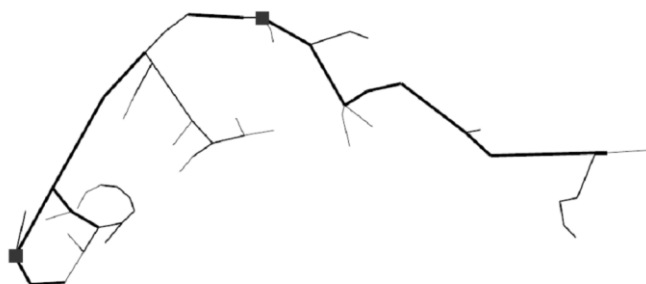
Figur 14 - Framledningstemperatur i det befintliga Tåbrynätet (medelvärde), baserad på statistik från eldningssäsong 2009 och 2010



Figur 15 - Returledningstemperatur i det befintliga Tåbrynätet (medelvärde), baserad på statistik från eldningssäsong 2009 och 2010

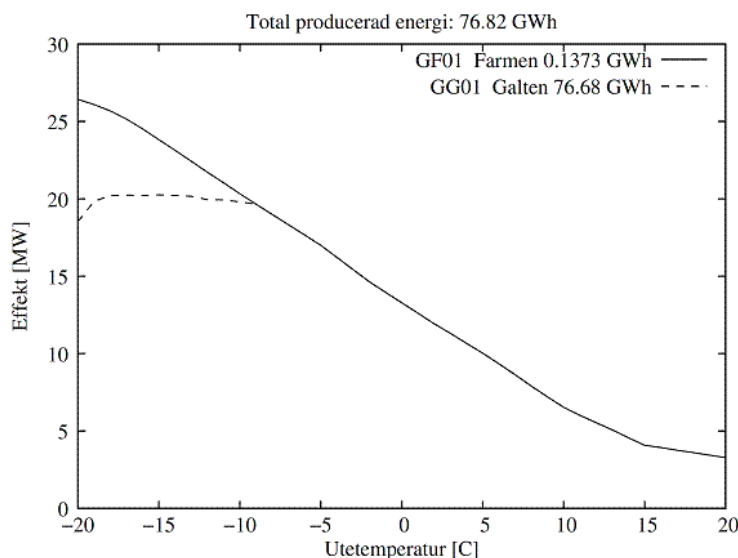
I figur 14 framgår det att framledningstemperaturen från de två anläggningarna hålls relativt konstant, ca 95°C, större delen av driftsäsongen, marginellt lägre då utomhustemperaturen stiger. Då statistiken endast sträcker sig fram till en utomhustemperatur på ca 12,5°C, så görs en viss reservation för sommarhalvåret. I det andra diagrammet, figur 15, kan två temperaturkurvor urskiljas. Författaren valde att generalisera dessa till en gemensam. Returtemperaturen är i regel högre då utomhustemperaturen är som lägst och som högst. Vid låga utomhustemperaturer ökar returtemperaturen pga. att framledningstemperaturen och genomströmningen genom undercentralerna är högre. Att returtemperaturen även är förhöjd vid höga utomhustemperaturer beror på att värmebehovet minskar, vilket medför lägre vattenflöden och längre leveranstider. Rundmatningar i nätet, dvs. kortslutningar mellan fram- och returledningar, måste i större utsträckning utnyttjas för att säkerställa att framledningstemperaturen är tillräckligt hög för att

t.ex. minimera risken för tillväxt av legionella. I figur 16 visas simuleringsmodellen som en nätkarta över det befintliga fjärrvärmenätet i Täby.



**Figur 76 - Simuleringsmodellens nätkarta över befintligt fjärrvärmenät i Täby, ledningarnas tjocklek avspeglar deras dimension**

I nätkartan avspeglar ledningarnas tjocklek deras flödesarea. I verkligheten styr PC Galten på att leverera efter tillgänglig effekt i anläggningen och PC Farnen på att hålla differensstrycket 2 bar i anläggningen, eftersom det inte finns differensstrycksmätare ute i nätet. Tillgänglig effekt i PC Galten uppskattas till ca 20 MW, exklusive reservpannan som eldas med Eo1. I modellen styr PC Galten på att leverera 20 MW ut från anläggningen så länge spetsanläggningen PC Farnen är i drift. I det befintliga Täbynätets stamledningar är tryckfallen små, i simuleringsmodellen styr PC Farnen på att hålla ett differensstryck på 1,5 bar i den styrande punkten i nätets periferi. När differensstrycket i nätets periferi överstiger 1,5 bar tas PC Farnen ur drift och PC Galten regleras ner genom att styra på detta differensstryck. Modellen simuleras med ovanstående styrvillkor för alla driftfall under ett år, dvs. för alla utomhustemperaturer mellan -20°C och 20°C. I figur 17 presenteras en del av resultatet i form av anläggningarnas producerade effekt i ett varaktighetsdiagram.

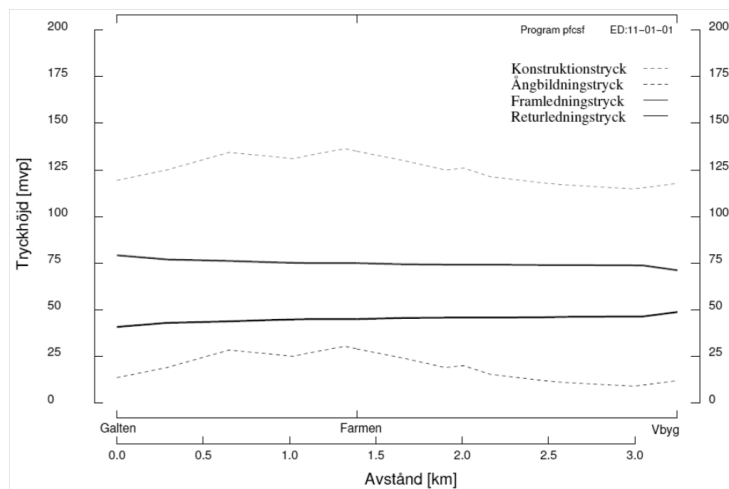


**Figur 17 – Simuleringsresultat i form av en produktionsmix, då PC Galten styrs på att leverera 20 MW samt PC Farnen styr på att hålla differensstrycket 1,5 bar i styrande punkten i nätets periferi**

Då PC Galten har 20 MW tillgängligt i anläggningen och kan leverera denna effekt under varaktig drift behövs PC Farmen endast då det är kallt ute, dvs. då utomhustemperaturen är -9°C eller kallare. Detta är ett simulerat resultat, då PC Galten har en kapacitet på minst 20 MW under hela året. I dagsläget är anläggningens tillgänglighet inte helt tillfredsställande, vilket innebär att PC Farmen utnyttjas betydligt mer än vad resultatet visar. Kommunikationen mellan anläggningarna är bristfällig och för att underlätta arbetet då PC Galten tappat produktionskapacitet går PC Farmen ofta på lågfart vintertid. I förlängningen har detta medfört att produktionsmixen för anläggningarna i verkligheten inte är helt optimal.

I simuleringarna av det befintliga Täbrynätet antas dock att produktionsmixen utgörs av den planerade, enligt ovan beskrivna styrvillkor. I figur 17 illustreras simuleringsresultatet som funktion av utomhustemperatur. Vid mycket låga temperaturer, då PC Farmen körs hårdare för att hålla differenstrycket i den styrande punkten i nätets periferi, är det p.g.a. mottrycket från PC Farmen svårt att leverera tillgänglig effekt i PC Galten. Simuleringarna visar att en del av den tillgängliga effekten i PC Galten blir inestängd vid DUT.

Tryckfallet i nätet och den totala tryckbilden kan tydligt illustreras i ett tryckhöjdsdiagram. Tryckhöjdslinjerna i figur 18 plottar trycket längs stamledningarna i nätet, dvs. från PC Galten, via PC Farmen till Viggbygårde.

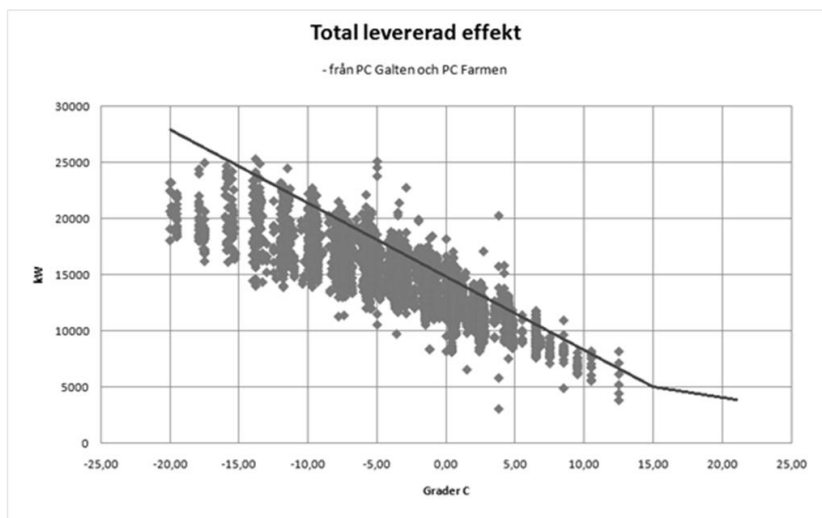


**Figur 18 - Tryckbilden i det befintliga Täbrynätet, då PC Galten styr på att leverera 20 MW samt PC Farmen styr på att hålla differenstrycket 1,5 bar hos sämsta kund**

I figur 18 framgår att tryckfallet i stamledningarna i det befintliga Täbrynätet är litet, vid rådande styrvillkor, vid DUT. I de flesta ledningar är tryckfallet mindre än 2 mvp/km. I tryckhöjdsdiagrammet kan man utläsa att differenstrycket ut från PC Galten uppgår till ca 30 mvp och att tryckfallet är som störst i utmatningen från PC Galten samt längst bort i nätet fram till styrande kund. Differenstrycket i nätet ligger normalt sett på ca 2,5-3 bar vintertid och ca 2 bar sommartid.

### 5.1.2 Kalibrering och validering

Modellen validerades mot tillgänglig driftdata från det befintliga Täbrynätet. Statistiken är baserad på två eldningssäsonger, 09/10 och 10/11. Då PC Farmen och PC Galten till stor del kompletterar varandra, dvs. PC Farmen är i drift då det är riktigt kallt eller då PC Galtens kapacitet är otillräcklig, så summerades den producerade effekten från de två anläggningarna till en totaleffekt. I figur 19 plottas statistiken för total levererad effekt, från de två anläggningarna, i timvärden, som funktion av utomhustemperaturen (punkter). Linjen i diagrammet avser total levererad effekt i modellen, vid DUT och med ovanstående styrvillkor.



**Figur 19 – Driftstatistik för totallevererad effekt i PC Galten och PC Farmen som funktion av utomhustemperaturen. Linjen avser total levererad effekt i modellen, då PC Galten styrs på att leverera 20 MW samt PC Farmen styr på att hålla differenstrycket 1,5 bar hos sämsta kund**

Enligt Karlsson (14) så finns det idag vissa begränsningar i systemet som gör att det är svårt att klara leveranserna vid mycket låga temperaturer. I statistikunderlaget som presenteras i figur 19 framgår det att produktionsanläggningarna maximalt har producerat drygt 25 MW under de senaste två eldningssäsongerna.

För att modellen inte ska underskatta värmeproduktionen i fjärrvärmesystemet p.g.a. begränsningar i systemet och klara av att leverera 28 MW vid DUT så finns ett visst överseende med att levererad effekt i modellen (linjen) skär genom övre delen av statistikunderlaget.

## 5.2 Framtida fjärrvärmenät i Täby

Strategin för den framtida fjärrvärmeutbyggnaden i Täby är att skapa ett storskaligt fjärrvärmesystem, genom att sammankoppla det utbyggda Täbynätet med Fortum Värmes Nordvästra nät. Basproduktionen i det Nordvästra nätet kommer, fr.o.m. 2013, att utgöras av flis- och avfallseldad kraftvärme i Brista, då avfallskraftvärmeverket Brista 2 driftsätts. Mellanlasten i nätet kommer vid denna

tidpunkt att tillgodoses av pellets-baserad kraftvärme i Hässelby samt pellets och värmepumpar i Vilunda och Akalla. Spetsproduktionen i nätet kommer att baseras på bio- samt fossilolja i Akalla och Vilunda.

Det Nordvästra fjärrvärmesystemet är ca 5 mil långt och sträcker sig från Hässelby i söder till Brista i norr och har ett årligt värmebehov på ca 2 TWh.

I figur 20 visas en nätkarta som illustrerar simuleringsmodellen över Fortum Värmes befintliga Nordvästra nät. I bilden är Fortums egna anläggningar markerade med rött och pumpstationer med blått.

Det Nordvästra nätet är hydrauliskt sammankopplat med E.ONs nät i Järfälla, Sollentuna Energis nät i Sollentuna och Luftfartsverkets nät vid Arlanda. De andra aktörernas nät, anläggningar och pumpstationer är i bilden markerat med grått.



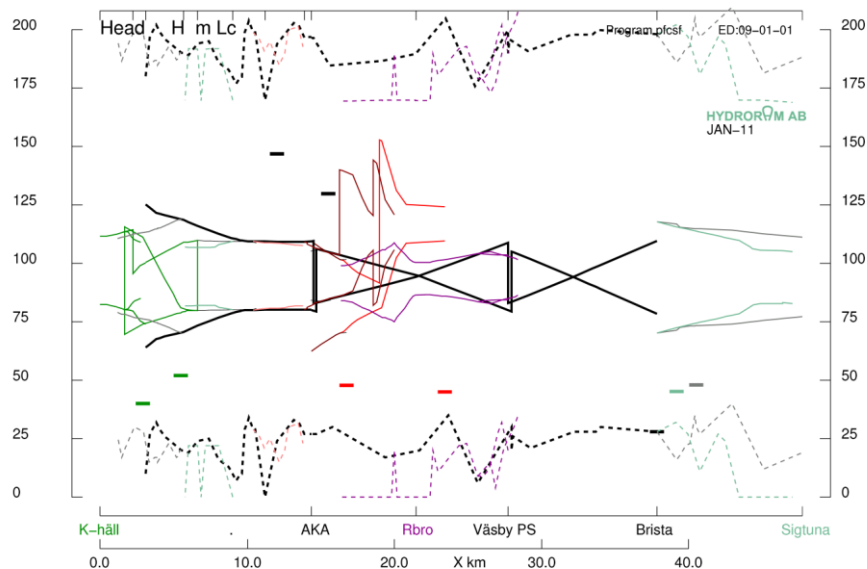
Figur 20 - Nätkarta över Fortum Värmes Nordvästra fjärrvärmenät (5)

Systemlösningen för det framtida Nordvästra nätet är i skrivande stund ej helt fastställd, men presenteras här kort. Tanken är att distributionspumparna i Brista håller ett positivt och tillräckligt stort differenstryck norrut mot Märsta och Arlanda, samtidigt som differenstrycket från Brista söderut mot Upplands Väsby PS faller ner till en till slut negativ nivå. Att differenstrycket blir negativt har ingen betydelse för transiteringen, så länge tryckbilden längs ledningen hålls inom

tillåtna tryckgränser. Längs stamledningen mellan Brista och Upplands Väsby PS finns ett avstick som förser Rosersberg med värme. För att det ska vara möjligt för kunder i Rosersberg att ta ut värme över deras fjärrvärmecentraler, krävs det att differenstrycket är positivt och minst 1,5 bar. För att säkerställa att differenstrycket är tillräckligt stort hos kunderna i Rosersberg styr Upplands Väsby PS på att hålla 0 bar i stamledningen vid Rosersberg samtidigt som en eller fler tryckstegringspumpar lyfter trycket till önskad nivå. Pumplösningen i Brista och i Upplands Väsby PS antas vara symmetrisk. Även söder om Upplands Väsby, i Rotebro, är det tänkt att det ska finnas en pumpad nollpunkt. Denna nollpunkt ska i sin tur hållas av en ny pumpstation i Akalla. Enligt innevarande systemlösning är det tänkt att den nya pumpstationen ska anläggas intill Akallaverket.

Att placera ut en eller fler s.k. nollpunkter i större fjärrvärmesystem har fördelar säkerhetsmässigt. Vid ett plötsligt produktionsbortfall eller pumpstopp förändras trycket i nätet på mycket kort tid och ett tryckslag kan uppstå och fortplanta sig i systemet. I en pumpad nollpunkt kommer dock differenstrycket alltid att vara noll då det finns ett ventilarrangemang. Genom ventilarrangemanget i nollpunkten förhindras trycktransienter att fortplanta sig i fjärrvärmesystemet. Med detta menas att ett tryckslag genererat från ett pumpstopp i Brista inte kan fortplanta sig i systemet och på så sätt påverka distributionspumparna i Akalla eller i Hässelby.

Differenstrycket precis innan Upplands Väsby PS kommer i alla driftfall att vara negativt och pumpstationen kommer, genom tillförd pumpenergi, att öka differenstrycket till en positiv nivå. Differenstrycket mellan Upplands Väsby PS och Akalla kommer vid låga utomhustemperaturer, mellan  $-20^{\circ}\text{C}$  och  $-10^{\circ}\text{C}$ , att hållas positivt, medan för övriga driftfall, mellan  $-9^{\circ}\text{C}$  och  $20^{\circ}\text{C}$ , tillåtas falla ner till en negativ nivå. Då differenstrycket sjunker ner till en negativ nivå före pumpstationen för att sedan pumpas upp till en positiv nivå, kallas det att tryckstruten är korsad. Pumplösningen kommer således att utgöras av dubbla korsade tryckstrutar för driftfall mellan  $-9^{\circ}\text{C}$  och  $20^{\circ}\text{C}$ . Genom att använda korsvis pumpning vinner man mycket i pumputrymme. Den tryckmässiga layouten blir mer kompakt, vilket gör att det finns en generös marginal till gränserna för lägsta och högsta tillåtna tryck. I figur 21 visas tryckbilden i det framtida Nordvästra fjärrvärmesystemet i ett tryckhöjdsdiagram vid driftfallet  $-8^{\circ}\text{C}$ , då tryckstruten är korsad. I bilden presenteras stamledningen mellan Brista och Hässelby med en svart tryckhöjdslinje. Sollentuna Energis nät i Sollentuna presenteras med röda nyanser samt E.ONs nät i Järfälla med gröna tryckhöjdslinjer (till vänster).



**Figur 21 - Tryckhöjdsdiagram för det framtida Nordvästra fjärrvärmesystemet, vid driftfallet -8°C**

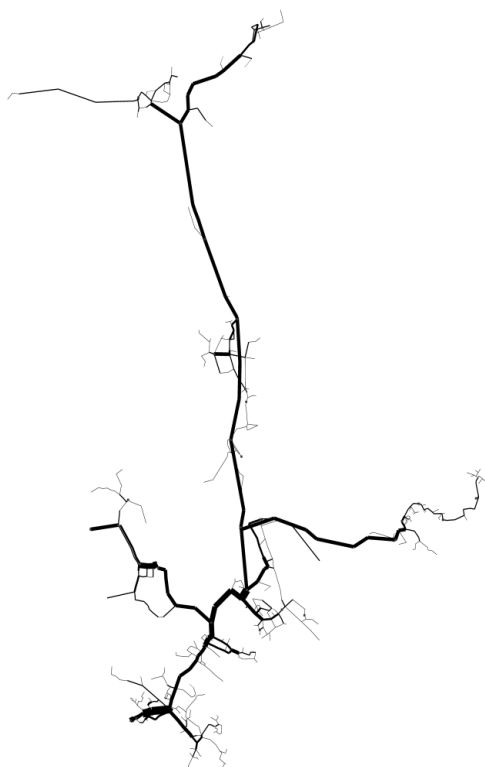
Som tidigare nämnts illustrerar tryckhöjdslinjens lutning tryckfallet i ledningen. När hela nätet presenteras i en sammantagen tryckbild, framgår det tydligt vilka delar av nätet som har stora tryckfall. I detta fall utmärker sig Sollentunas nät (tryckhöjdslinjer i röda nyanser) där tryckfallen i vissa ledningssträckor är mycket stora.

#### 5.2.1 Uppbyggnad av framtida modell

Ledningsdragning och nätstruktur i modellen över det framtida nätet baserades till en början på det underlag som togs fram i samband med förstudien 2008. Det framtida nätet byggdes initialt upp kring det befintliga nätet. Inledningsvis gjordes ett försök att sammankoppla modellen över det framtida Täbynätet med den ovan beskrivna modellen över det framtida Nordvästra nätet, vilken tillhandahölls av Fortum Värme. Det framtida Täbynätet sammankopplas, genom en transiteringsledning, med Nordvästra nätet. Transiteringsledningen antas sträcka sig mellan ett existerande avstick på stamledningen och PC Galten i centrala Täby. Leveranspunkten på stamledningen i det Nordvästra nätet är belägen vid Häggvik och var initialt ämnat för en eventuell förstärkning mot Sollentuna. När det gäller Sollentuna Energis nät antas att ingen förändring sker, dvs. nätet är fortfarande anslutet till Nordvästra systemet i Akalla och Helenelund. figur 22 nedan illustrerar den sammankopplade modellen i en nätkarta.

Genom simulering av modellen över det framtida Nordvästra nätet kunde det konstateras att differenstrycket vid leveranspunkten endast hade små variationer, vilket beror på det korta geografiska avståndet till nollpunkten i Rotebro. Differenstrycket i leveranspunkten ligger större delen av året mellan -2 och 2 bar. Inför simulering av den sammankopplade modellen kompletterades PC Galten med två kraftfulla tryckstegringspumpar som klarar av att hålla ett tillräckligt stort differenstryck hos samtliga kunder i det fullt utbyggda Täbynätet. Befintliga PC

Galten kopplades in mellan de nya symetriska tryckstegringspumparna, vilket möjliggör eventuell spetsproduktion. För den intresserade så presenteras en uppdaterad version av subnet GG1 i bilaga 3. Differenstrycket längs transiteringsledningen antas falla ner till en tillslut negativ nivå innan ledningen når Täby och subnet GG1. Storleken på differenstrycket innan PC Galten beror på tillgängligt differenstryck i leveranspunkten, som större delen av året ligger nära 0 bar. Vid simulering av den sammankopplade modellen visar det sig att det uppstår



**Figur 22 – Nätkarta över sammankopplad modell, dvs. då det framtida Nordvästra nätet är sammankopplat med det framtida Täbynätet**

problem i Akalla vid driftfallen  $-9^{\circ}\text{C}$  till  $20^{\circ}\text{C}$ . Leveranspunkten mot Täby ligger norr om den nya pumpstationen i Akalla. Då ett stort vattenflöde tappas av mot Täby klarar inte pumparna i Akalla av att vända det negativa differenstrycket till en positiv nivå, eftersom flödet är för litet. För att pumpstationen ska klara av att vända differenstrycket till en positiv nivå så krävs det att pumparna genomströmmas av ett större flöde. Av simuleringen kan det konstateras att systemlösningen för det Nordvästra systemet inte är tillräckligt robust för att klara av en framtida sammankoppling med Täbynätet.

Om den nya pumpstationen i Akalla flyttas och placeras norr om leveranspunkten mot Täby, så genomströmmas pumpstationen av ett större flöde och kan då vända differenstrycket. Ett försök görs även då pumpstationen flyttas norrut i den sammankopplade modellen. Simuleringen av modellen upprepas och resultatet visar att

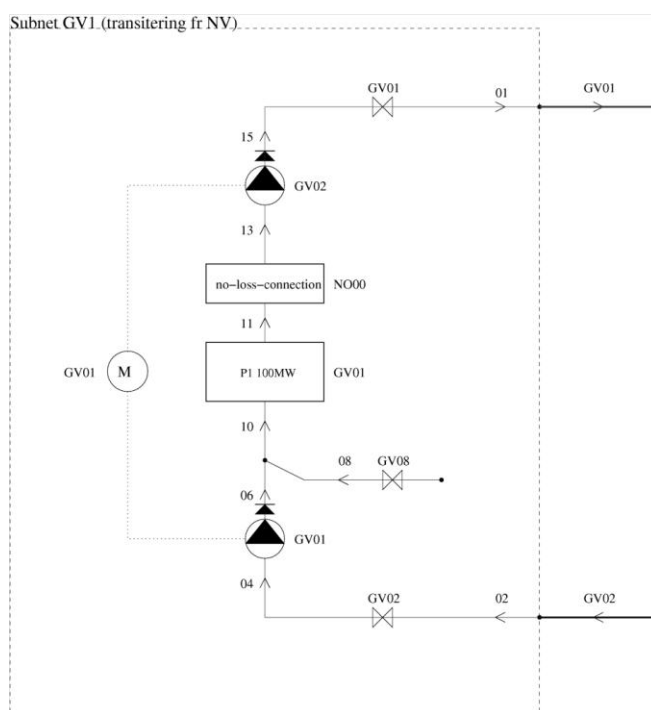
systemlösningen för det sammankopplade systemet är mer robust och de flyttade pumparna klarar av att vända differenstrycket till en positiv nivå. Av studien kan slutsatsen dras att systemlösningen för det framtida Nordvästra nätet inte är helt genomarbetad och anpassad för en framtida sammankoppling men Täbynätet. Eftersom detta är en studie kring systemlösningen för det framtida Täbynätet så väljer författaren att avgränsa arbetet från det framtida Nordvästra nätet.

I modellen över det framtida Täbynätet approximeras fortsättningsvis värmeproduktionen i Nordvästra nätet av en panna på 100 MW, kallad GV1. Anläggningen placeras vid leveranspunkten i Häggvik och dess storlek motsvaras av den värmeeffekt som maximalt kommer att transiteras från det Nordvästra till det fullt utbyggda Täbynätet. I anläggningen placeras två distributionspumpar, en på fram- och en på returledningen som antas vara symetriska, dvs. pumparna pumpar lika hårt, vilket ger en symetrisk tryckbild.



Tryckhållningsnivån i det framtida systemet, då Täby kopplas samman med Nordvästra, väntas höjas till 87 mvp och hålla ett medeltryck på 95 mvp, genom osymmetrisk pumpning. I modellen över det framtida Täbynätet antas tryckhållningssystemet vara placerat i den approximativa anläggningen GV1 och inkopplat på trycksidan av returledningspumpen, se figur 23.

Den planerade transiteringsledningen mellan subnet GV1 och subnet GG1, uppskattas vara ca 10,8 km. Storleken på transiteringsledningen väljs initialt till DN600 (medierörets innerdiameter är 600 mm), vilket är samma dimension som stamledningen mellan Brista och Akalla har. Ledningen som binder samman det befintliga Täbynätet med Arninge antas initialt vara av dimension DN300. Större dimension anses orimlig då det befintliga Täbynätet ansluts i befintligt skick, dvs. ej uppdimensionerat.

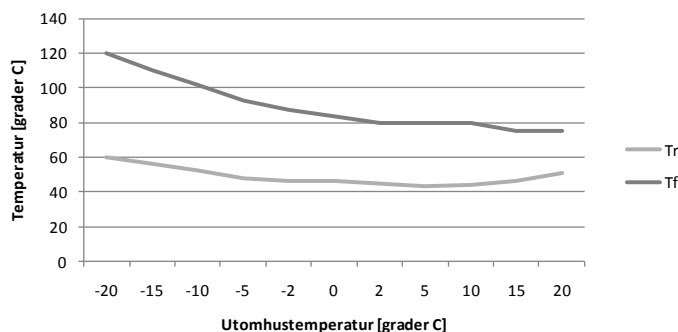


**Figur 23 – Illustration av subnet GV1, dvs. modellens bild av anläggningen som approximerar värmeproduktionen i det Nordvästra fjärrvärmenätet**

I dagsläget finns det kända överföringsbegränsningar i Nordvästra systemet mellan Brista och Akalla, vilket leder till att framledningstemperaturen under stora delar av året övertempereras. Det är högst sannolikt att framledningstemperaturen även i framtidsfallet övertempereras. Om framledningstemperaturen övertempereras ökar  $\Delta T$ , dvs. skillnaden mellan fram- och returledningstemperatur. Detta innebär att ett minskat volymflöde krävs för att tillgodose samma värmebehov som vid normal framledningstemperatur, se avsnitt 2.3 *Flöde* och ekvation (2.3.4). I förlängningen leder detta till att mindre ledningsdimensioner är optimalt jämfört med fallet då en normal framledningstemperatur används.

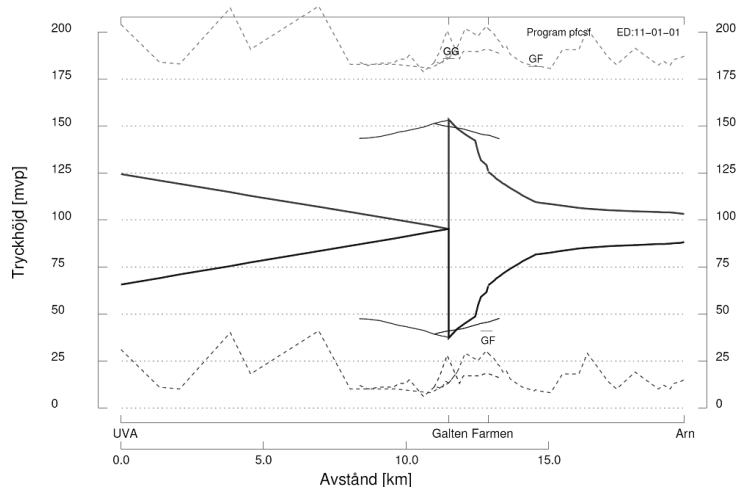
Överföringsbegränsningar är aldrig önskvärda i ett fjärrvärmesystem, men heller inte statiska t.ex. genom förändrad produktionsmix i framtiden. För att

ledningsnätet i det framtida Täbbynätet inte ska underdimensioneras så används normaltemperaturkurvor i modellen. De temperaturfunktioner som användes för fram- och returledningstemperatur illustreras i figur 24.



**Figur 24 – Temperaturfunktion för fram- respektive returtemperatur som funktion av utomhustemperaturen, som användes i modellen över det framtida nätet**

I den inledande simuleringen av den framtida simuleringsmodellen styrs distributionspumparna i subnet GV1 på att hålla differenstrycket 0 bar precis före subnet GG1, dvs. PC Galten, och de nya tryckstegringspumparna i subnet GG1 på att hålla 1,5 bar vid styrande punkt i Arninge. Resultatet av simuleringen presenteras i figur 25 i form av ett tryckhöjdsdiagram.



**Figur 25 – Tryckbild i det framtida Täbbynätet då distributionspumparna i subnet GV1 styr på att hålla 0 bar precis innan subnet GG1 och tryckstegringspumparna i GG1 på att hålla 1,5 bar hos sämsta kund**

Tryckfallet över det befintliga nätet i Täby är förhållandevis stort, vilket gör att tryckstegringspumparna tvingas lyfta närmare 11,5 bar för att hålla 1,5 bar i nätets periferi, vilket är oacceptabelt högt. PC Galten är belägen mitt i Täby, vilket innebär att det inte är lämpligt att köra ut ett differenstryck högre än 6 bar, såvida inte differenstrycket stryps ner för närliggande kunder. Simuleringsmodellen för det framtida Täby nätet kommer i avsnitt 6 *Systemdimensionering*, bearbetas och successivt uppdateras för att tillslut forma en optimal systemlösning för den framtida fjärrvärmeutbyggnaden i Täby.

## 6 Systemdimensionering

Vid dimensionering av fjärrvärmesystem är det många parametrar som måste beaktas och vägas in. När nya områden i distributionsnätet dimensioneras, är det framför allt den potentiella kundlasten, dvs. den effekt som ledningen ska transiterar, som har störst betydelse för ledningens dimension. Då utbyggnaden av fjärrvärmesystem ofta sker etappvis är det viktigt att dimensioneringen är anpassad för det tänkta slutskedet, dvs. målnätet. Vid utbyggnad av ett befintligt distributionsnät kan de existerande ledningarnas kapacitet utgöra en begränsning. Det maximala flödet som de befintliga ledningarna klarar av att transportera sätter en övre gräns på hur stor kundeffekt som kan tas ut längs den aktuella ledningen. Vid dimensionering av ledningar i ett distributionsnät är det främst två storheter som har betydelse, nämligen flödes hastighet och tryckfall.

Tryckfallet i ledningarna bör hållas nere för att minska kravet på pumpkapacitet samt för att säkerställa att trycket i nätet håller sig inom tillåtna gränser. Eftersom ledningarnas tryckfall är en funktion av flödes hastigheten är det även motiverat att flödes hastigheten hålls inom rimliga gränser. En tumregel som tidigare nämnts är att flödes hastigheten i fjärrvärmeledningar inte bör överstiga 2,5 m/s med hänsyn till de transienta förlopp som kan uppstå vid pumpstopp eller hastiga ventilmanövrer. Hög flödes hastighet i ledningar av små dimensioner medför ofta ljudproblem, medan det i ledningar av större dimensioner medför ökad pumpel samt transienter vid ett ev. pumpstopp.

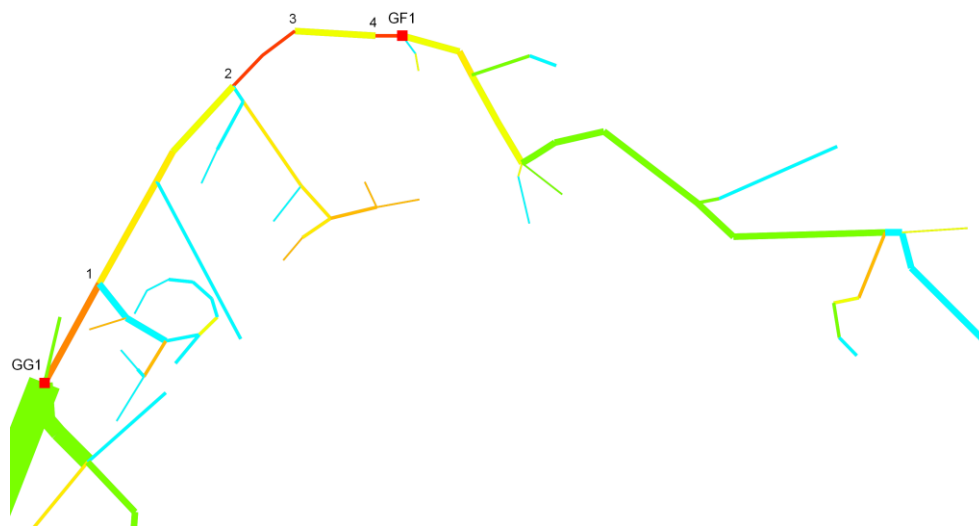
När det gäller dimensionering så finns det inga självskrivna regler. Vad som är det bästa tillvägagångssättet i respektive fall beror till stor del på aktuella förutsättningar samt vilka kriterier respektive bolag styrs av. Vissa aktörer dimensionerar efter tryckfall per ledning där ett riktvärde är att hålla tryckfallet lägre än 1 bar/km. I denna studie är dimensioneringen utförd efter den totala tryckbildens i nätet. Genom att använda tryckhöjd vid ledningsdimensionering i distributionsnät skapas en tydlig bild av ledningarnas tryckfall i förhållande till varandra, vilket ger ett bra underlag för val av ledningsdiameter.

### 6.1 Förstärkning av befintligt nät

Tanken är att det framtida fjärrvärmenätet i Täby ska byggas ut i anslutning till och till stor del utnyttja det befintliga nätet för värmedistribution genom de centrala delarna i Täby. I den första delen av systemdimensioneringen undersöks därför vilka sträckor i det befintliga fjärrvärmenätet som behöver förstärkas för att inte utgöra begränsningar i det framtida, fullt utbyggda, fjärrvärmenätet i Täby.

Studien är den första delen av dimensioneringsanalysen och baseras på simuleringsmodellen över det framtida Täbynätet som presenterades i avsnitt 5.2.1 *Uppbyggnad av framtida modell*. Trots att tryckfallet i det befintliga Täbynätet är litet så finns det ledningar i det befintliga nätet som belastas hårt då nätet, i modellen, byggs ut till det fullt utbyggda nätet. I tryckhöjdsdiagrammet över det fullt utbyggda Täbynätet, se figur 25, framgår att tryckfallet i dessa ledningar är av

betydande storlek. För att illustrera hur stort tryckfallet är i dessa ledningar presenteras i figur 26 en tryckfallskarta över den del av det fullt utbyggda Täbynätet som idag utgör det befintliga nätet. Det befintliga fjärrvärmenätet utgörs här av befintliga ledningsdimensioner. Ledningarnas färg motsvarar tryckfallets storlek längs ledningen uttryckt i mvp/km, se färgförklaring i tabell 2.



Figur 26 - Tryckfallskarta över den del av det fullt utbyggda fjärrvärmenätet i Täby som idag utgör det befintliga Täbynätet. Till vänster i bilden syns transiteringsledningens anslutning i subnet GG1, PC Galten, och till höger transiteringsledningen mot Arninge

Tabell 2 - färgförklaring till figur 26

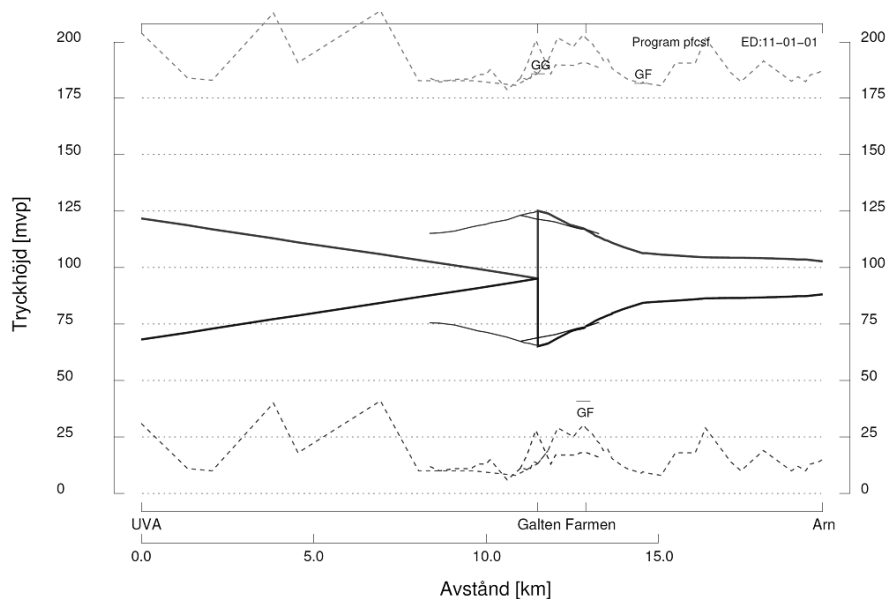
Färg	Tryckfall [mvp/km]
Blå	0 < 2
Grön	2 < 4
Gul	4 < 6
Mörkgul	6 < 8
Orange	8 < 10
Mörkorange	10 < 12
Röd	12 <

Tryckfallsberäkningarna visar att de ledningssträckor som är mest belastade är utmatningen från PC Galten samt två delsträckor mellan PC Galten och PC Farmen. Längs större delen av sträckan mellan PC Galten och PC Farmen löper en sammanbindningsledning av dimension DN300. Då en del av vattenflödet från PC Galten tappas av mot centrala Täby är det endast den första sträckan av ledningen som är hårt belastad i det fullt utbyggda nätet. De två delsträckorna är av mindre dimension, DN200, vilket medför att belastningen och därmed tryckfallet i dessa ledningar är betydligt större. I tabell 3 presenteras tryckfallets storlek och flödes hastigheten är i de mest ansträngda ledningarna vid DUT.

**Tabell 3 - Tryckfall och flödeshastighet i de mest ansträngda, befintliga, ledningarna, vid DUT**

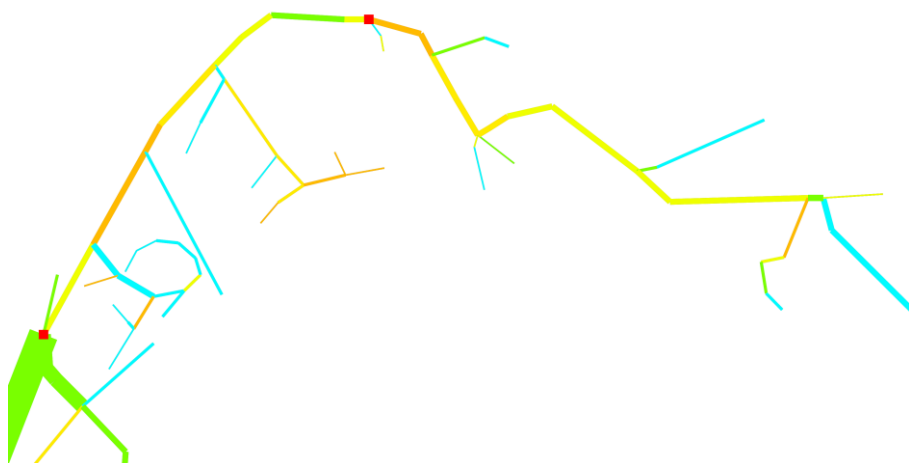
Ledningssträcka	Tryckfall [mvp/km]	Flödeshastighet [m/s]
Utmatning Galten	10,9	2
Delsträcka 1	24,8	2,4
Delsträcka 2	19,7	2,1

För att minska tryckfallet genom det befintliga fjärrvärmenätet i Täby till en acceptabel nivå så krävs det att delar av distributionsnätet dimensioneras upp. Eftersom anläggning av fjärrvärmeledningar innebär en stor investering, så bör uppdimensionering av befintligt nät koncentreras till en så kort sträcka som möjligt, men tillräckligt lång för att minska tryckfallet till en acceptabel nivå. Efter ytterligare beräkningar, av tryckfall och flödeshastighet, med modellen över det framtida nätet kan resultatet sammanfattas med att utmatningen från Galten bör dimensioneras upp till DN400 samt hela sträckan mellan punkt 2 och GF1 till DN300. I figur 27 presenteras tryckhöjdsbilden efter simulering med den nya dimensioneringen då distributionspumparna styr på att hålla 6 bar ut från anläggningen GG1, dvs. PC Galten.



**Figur 27 - Tryckhöjdsdiagram över fullt utbyggt Täbynät då delar av det befintliga Täbynätet har dimensionerats upp**

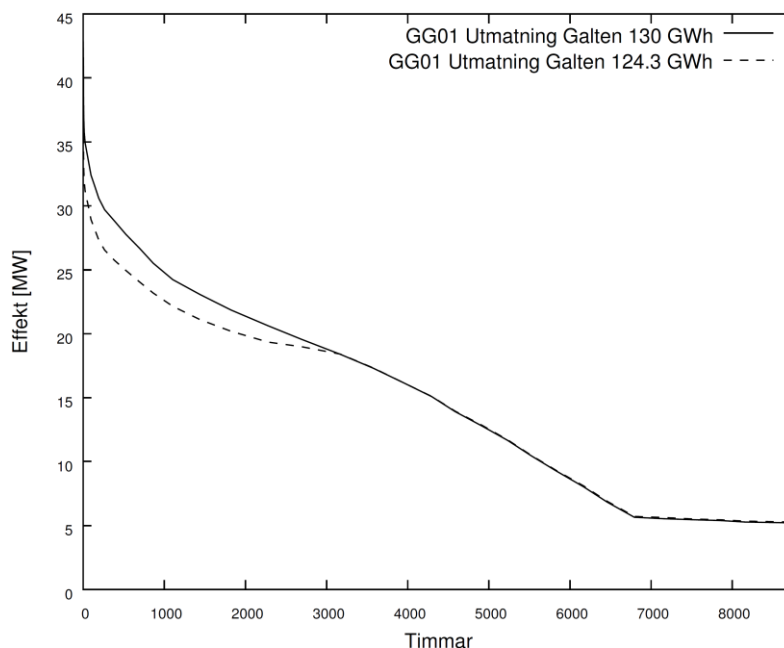
I tryckhöjdsdiagrammet illustreras tryckfallet av tryckhöjdslinjens lutning. I figur 27 framgår att det fortfarande, efter uppdimensionering, finns ett märkbart tryckfall över det befintliga fjärrvärmenätet, men över ett befintligt och utbyggt distributionsnät är det acceptabelt. Tryckfallsberäkningen upprepas med den nya dimensioneringen och med samma styrvillkor som tidigare, resultatet presenteras i figur 28 i form av en tryckfallskarta.



**Figur 28 - Tryckfallskarta över fullt utbyggt Täbynät då delar av det befintliga nätet har dimensionerats upp, se färgförklaring i tabell 2**

Genom att dimensionera upp delar av det befintliga Täbynätet ökar överföringskapaciteten över de centrala delarna av Täby, i det fullt utbyggda Täbynätet. En större värmeeffekt kan alltså transporteras över det befintliga nätet mot Arninge då tryckfallet över nätet reduceras. För att illustrera vinsten i överföringskapacitet, som den nya dimensioneringen av det befintliga nätet bidrar till, beräknas transiterad effekt genom utmatningen från subnet GG1 under ett år innan och efter uppdimensioneringen.

Resultatet från de två beräkningarna sammanställs i figur 29 i form av ett varaktighetsdiagram. Enligt simuleringen kan ca 124,3 GWh transiteras genom utmatningen från subnet GG1 innan uppdimensioneringen och ca 130 GWh efter. Detta innebär att överföringskapaciteten över de centrala delarna av Täby ökar med ca 5,7 GWh då delar av det befintliga nätet dimensioneras upp. Enligt figur 29 illustreras vinsten i överföringskapacitet som ytan mellan de två graferna. Som diagrammet visar ökar överföringskapaciteten vid låga utomhustemperaturer då värmebehovet är som störst.

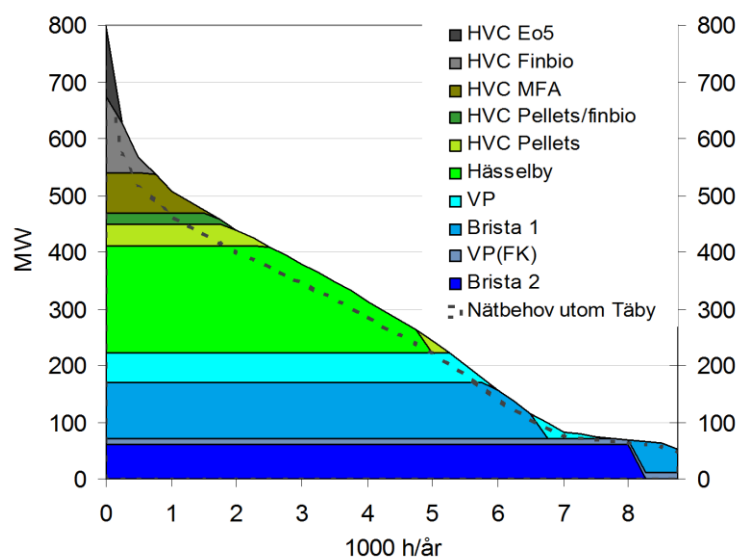


**Figur 29 – Varaktighetsdiagram som illustrerar transiterad effekt genom utmatningen från subnet GG1 mot centrala Täby under ett år, där den heldragna linjen motsvarar fallet då det befintliga nätet är uppdimensionerat och den streckad i befintligt skick**

## 6.2 Värmeförsörjning

Strategin för en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby är att skapa ett storskaligt fjärrvärmesystem, där större delen av värmebehovet i det framtida Täbynätet tillgodoses från Fortum Värmes Nordvästra nät. Det sammanlagrade värmebehovet i det framtida Täbynätet beräknas genom att totallasten vid DUT multipliceras med en för nätet framräknad sammanlagringsfaktor och sedan normalårkorrigeras, se avsnitt 2.2 *Värmelast*. Genom att producera värme i storskaliga produktionsanläggningar kan ett flexibelt och kostnadseffektivt fjärrvärmesystem skapas.

Som redan nämnts i avsnitt 5.2 *Framtida fjärrvärmenät i Täby* kommer basproduktionen i det framtida Nordvästra fjärrvärmesystemet utgöras av flis- samt avfallsbaserad kraftvärme i Brista. Mellanlastproduktionen i nätet kommer att utgöras av pelletsbaserad kraftvärme i Hässelby, värme från värmepumpar samt pellets i Vilunda och Järfälla. Spetslastproduktionen i systemet utgörs av bio- samt fossilolja i Akalla och i Vilunda. I figur 30 presenteras det framtida Nordvästra systemets produktionsmix, då det framtida Täbynätet är anslutet. I detta fall antas att ingen lokalproduktion finns i Täby, utan hela värmebehovet i Täby tillgodoses från det Nordvästra systemet. I bilden motsvarar ytan ovanför den streckade linjen i diagrammet ökningen i värmebehov, i det sammankopplade nätet, som en sammankoppling med Täby medför.



**Figur 30 - varaktighetsdiagram över produktionsmix i det framtida Nordvästra fjärrvärmesystemet år 2015 då det framtida Täbynätet är anslutet**

I dagsläget är det ont om billig mellanlast i det Nordvästra fjärrvärmesystemet. Vid en anslutning av det framtida Täbynätet på ca 80 MW år 2015 och ca 100 MW fullt utbyggt år 2020 kommer en stor del av den transiterade värmen till Täby utgöras av dyr spetslast. För att minska tillförselkostnaderna i det sammankopplade fjärrvärmesystemet, då Täby är anslutet, krävs det mer produktionskapacitet, främst i mellanlastsegmentet. Den befintliga produktionen i Täby är idag, och har under en längre tid varit, dyr jämfört med Fortum Värme's övriga anläggningar. I beräkningarna för det sammankopplade systemet antas därför, att de två befintliga anläggningarna i Täby endast finns tillgängliga under uppbyggnadsfasen av det framtida Täbynätet och sedan avvecklas i samband med anslutning till det Nordvästra nätet.

Det framtida fjärrvärmesystemet i Täby kommer, fullt utbyggt, att ha en storlek som kan jämföras med ett fjärrvärmesystem i en mellanstor stad. Då större delen av värmebehovet väntas transiteras från Nordvästra nätet, så krävs det att en viss redundans finns lokalt i Täby. Med redundans menas att reservkapacitet byggs in i systemet för att trygga värmeleveransen vid produktionsbortfall eller andra driftstörningar. I det framtida Täbynätet bör det finnas reservkapacitet som är tillräckligt stor för att åtminstone täcka sommarlasten i nätet, om t.ex. transiteringsledningen från Nordvästra nätet behöver stängas av. Sommarlasten i det framtida Täbynätet väntas uppgå till ca 10 MW. Att anlägga en mellanlastpanna lokalt i Täby på minst 10 MW är önskvärt, både p.g.a. redundansskäl och brist på billig mellanlast i det framtida Nordvästra nätet.

Av beräkningar och kostnadsoptimering i programmet Optima framgår att den totala tillförselkostnaden i den sammankopplade systemet minskar om en mindre mellanlastanläggning placeras lokalt i Täby. Genom att placera en lokal anläggning i Täby, minskar därmed kostnaderna för värme i Täby. Den fasta



investeringskostnaden för anläggningens etablering är korrelerad med anläggningens storlek. För mindre anläggningsstorlek, upp till 20 MW, ökar investeringen linjärt med ökad storlek. För större anläggningsstorlekar ökar investeringskostnaden etappvis, och steget från en anläggning på 20 MW till en större är betydligt större än den linjära ökningen upp till 20 MW. På grund av att kostnadssteget är så mycket större för en anläggning av större storlek är det svårt att motivera en anläggning i Täby som är större än 20 MW.

De bränslen i mellansegmentet som, baserat på prisutveckling, är intressanta för mellanlastanläggningen är pellets och träpulver. I studien antas att pellets levereras med lastbil och eldas i en rosterpanna och när det gäller träpulver antas att pellets levereras och sedan mals på plats i egen kvarn. Grundinvesteringen för en träpulvereldad anläggning är något lägre än för en pelletseldad anläggning, inklusive kvarn. Drift- och underhållskostnaden är dock något högre för träpulver än för pellets. Av beräkningarna framgår det att totalkostnaden endast blir marginellt högre då anläggningen baseras på träpulver. Då anläggningen ska användas som mellanlast i det framtida fjärrvärmesystemet finns det större tolerans för en högre driftkostnad samtidigt som det är fördelaktigt om grundinvesteringen är så låg som möjligt. Av analysen kan slutsatsen dras att pannan bör baseras på träpulver.

De befintliga produktionsanläggningarna i Täby, PC Galten och PC Farnen, har i dagsläget mycket liten kapacitet för nyanslutning, vilket motiverar att den tänkta mellanlastanläggningen driftsätts så tidigt som möjligt. Enligt den fördjupade förstudien så är det inte möjligt att driftsätta anläggningen tidigare än eldningssäsong 2013. I den första etappen koncentreras nyanslutning och förtätning till de centrala delarna av Täby, vilket gör att mellanlastanläggningen bör placeras inom rimligt avstånd till de centrala delarna av Täby. Planerna kring Arninge som utvecklingsområde är stora. I marknadsprognosen för Täby har endast dagens kända detaljplaner vägts in, men sannolikheten är stor att det kommer att ske ytterligare expansion i området. Kring de centrala delarna av Täby är det relativt tätbebyggt. Områden utanför marknadsprognosen nära de centrala delarna utgörs till största delen av småhus som i många fall värms upp av direktverkande el, vilket gör att fjärrvärmepotentialen i dessa områden är liten. Då det i regel är mindre lönsamt att ansluta befintliga småhusområden än nyexploaterade områden placeras mellanlastpannan mest fördelaktigt mellan det befintliga Täbynätet och Arninge.

En lämplig placering av fastigheten för anläggningen anses både geografiskt och tryckmässigt vara intill Ritbordet 1. Tomten ligger ganska precis mittern mellan det befintliga Täbynätet och Arninge och har en generös outnyttjad yta. För att minimera importen av dyr spetsvärme från Nordvästra systemet, bör mellanlastanläggningen eventuellt kompletteras med en spetspanna av mindre modell för lokal produktion.

### 6.3 Pumplösning

Pumplösningen i det framtida fjärrvärmesystemet i Täby måste utformas på ett sådant sätt att värmeförsörjningen är säker och har hög leveranssäkerhet. Avståndet mellan det Nordvästra systemet och centrala Täby är relativt långt och den tänkta transiteringsledningen har en total längd på ca 10,8 km. Längs ledningen uppstår, genom friktion, ett tryckfall, som p.g.a. ledningens längd är av betydande storlek. Hur stort tryckfall som är acceptabelt beror till stor del på de lokala förutsättningarna.

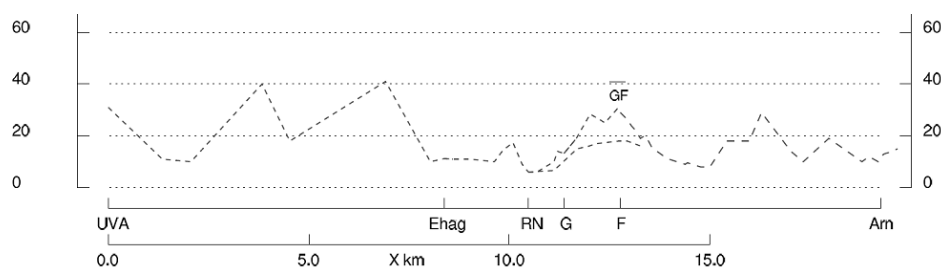
I normalfallet kommer den största delen av värmen att importeras från det Nordvästra systemet och vid lägre temperaturer spetsas med en lokal mellanlastanläggning. Eftersom det finns en strävan att uppnå hög leveranssäkerhet i systemet, krävs det att pumplösningen även ensam klarar av importen från det Nordvästra nätet. Detta är speciellt viktigt ur redundanssynpunkt, t.ex. vid ett tillfälligt produktionsbortfall av den lokala anläggningen. Pumplösningen bör således utformas så att den har tillräckligt god verkningsgrad för normalfallet, men samtidigt är tillräckligt stor för att klara redundansfallet.

För att minska risken för tryckslag i fjärrvärmesystemet vid ett plötsligt produktionsbortfall är det viktigt att upprätthålla symmetri i tryckbilden. Osymmetri ökar konsekvensen av kraftiga tryckslag i systemet. Trots att symmetrisk pumpning är att föredra så kanske det inte alltid är möjligt t.ex. på grund av höjdvariationer eller andra lokala begränsningar. Tryckhållningen i det framtida fjärrvärmenätet i Täby kommer, i normalfallet, att hållas från det Nordvästra systemet vid ett medeltryck på 95 mvp.

I simuleringsmodellen har hittills två pumpstationer använts, en vid avsticket från Nordvästra nätet och en i PC Galten, subnet GG1. Detta är endast ett initialt antagande och kommer i detta avsnitt att utredas närmare. I enighet med resonemanget i avsnitt 5.2 *Uppbyggnad av framtida modell*, antas differenstrycket vid det Nordvästra nätet, dvs. precis efter subnet GV1 vara 0 bar.

Hittills har det antagits att transiteringsledningen anläggs mellan Nordvästra nätet och PC Galten, subnet GG1. Enligt marknadsprognosen, som presenterades i avsnitt 3 *Marknadspotential i Täby*, är en del av de potentiella kunderna belägna före PC Galten, t.ex. i Enhagen och Roslags Näsby. I den ledningsdragning som inledningsvis har använts antogs att fördelningsledningar byggs tillbaka (parallellt med transiteringsledningen) från PC Galten för att fånga upp dessa kunder. För att minimera anläggningskostnaderna för distributionsnätet är det mer effektivt att flytta pumpstationen och placera den före första kund och samtidigt låta transiteringsledningen fram till PC Galten utgöra fördelningsnät. Detta motiveras även av att de befintliga anläggningarna, PC Galten och PC Farnen, på sikt ska avvecklas och det är fördelaktigt att hitta en långsiktig och permanent plats för den nya pumpstationen.

Före pumpstationen, som fördelaktigt placeras före första kund i Enhagen, kommer differenstrycket sannolikt vara negativt större delen av året. Hur stort differenstrycket blir beror främst på tillgängligt differenstryck i det Nordvästra nätet, men även på tillgänglig kapacitet och driftstörningar. Att differenstrycket är negativt mellan det Nordvästra nätet och den planerade pumpstationen har ingen betydelse för värmetransiteringen, men begränsar dock möjligheten att ansluta kunder längs ledningssträckan före pumpstationen. Begränsningen kan i framtiden utgöra ett problem. För att hitta en lämplig plats för pumpstationen, studeras nätets höjdvariationer. Mellan Nordvästra nätet och Enhagen finns två högpunkter med höjd av betydelse. Dessa mäter drygt 40 m ö h. Högpunkterna kräver särskild hänsyn vid placering av pumpstationen. Längs ledningssträckan mellan Enhagen och fram till centrala Täby är höjdvariationerna små. Lokalt i Enhagen är markens höjdprofil förhållandevis flack och mäter ca 10 m ö h. I figur 31 presenteras höjdprofilen längs det framtida Täbynätet från Nordvästra nätet (t.v.) till Arninge (t.h.).

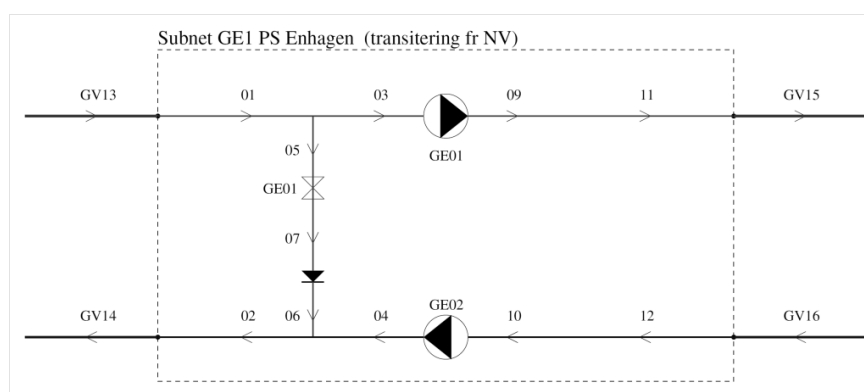


**Figur 31 – Framtida Täbynätets höjdprofil, från Nordvästra nätet (t.v.) till Arninge (t.h.). Höjdprofilen finns även representerad i nederkant i samtliga tryckhöjdsdiagram**

För att undvika ångbildning i systemet och samtidigt skapa så stort pumputrymme som möjligt, bör pumpstationen placeras på tillräckligt långt avstånd från den andra höjdpunkten. Då höjdvariationerna i Enhagen är mycket små spelar exakt placering i området mindre roll. Den tänkta transiteringsledningen passerar till största delen Enhagen i grönyta. Efter dialog med projektgruppen för den fördjupade förstudien, som varit i kontakt med kommunen, formades ett förslag på placering av pumpstationen. Tomten som föreslås uppfyller ställda krav och ligger intill Lidl i den första delen av parken i Enhagen. På den föreslagna platsen finns, tryckmässigt, tillräckligt stort utrymme för att anlägga pumpstation med symmetrisk pumpning.

Om en plötslig driftstörning sker, som leder till att pumparna trippar (löser ur), skapas tryckvågor. Före framledningspumpen uppstår en kraftig övertrycksvåg då fjärrvärmevättnet, som har hög rörelseenergi, plötsligt tvärstannar. Efter framledningspumpen uppstår en undertrycksvåg, då fjärrvärmevättnet efter pumpen fortsätter genom ledningen utan att nytt vatten kan passera pumpen. Före och efter returpumpen uppstår på samma sätt en över- respektive en undertrycksvåg. Genom tryckvågornas fortplantning i rörsystemet påverkas fjärrvärmensätets tryckbild, vilket kan leda till att tillåtna tryckgränser under- eller överskrids.

För att minimera risken att fjärrvärmesystemet allvarligt skadas då tryckbilden svänger över/under tillåtna tryckgränser krävs det, att det finns ett säkerhetsarrangemang som minimerar tryckvågornas utbredning i systemet. Precis före pumpstationen kommer differenstrycket större delen av året att vara negativt. Då pumparna trippar kommer trycket precis före pumpstationen att vara mycket högt och precis efter returpumpen att vara mycket lågt, vilket förstärks då differenstrycket är negativt. För att minimera trycktransienternas utbredning i systemet, installeras en fjäderbelastad backventil mellan fram- och returledning. Tanken är att denna endast ska öppna då trycket i framledningen överskrider ett visst värde. Genom att skapa en förbindelse mellan fram- och returledning har fjärrvärmevattnet någonstans att ta vägen vid en plötslig driftstörning då pumparna stannar. I figur 32 illustreras den tänkta pumpstationen i Enhagen.



**Figur 32 – Illustration av PS Enhagen, dvs. simuleringsmodellens bild av den tänkta pumpstationen i Enhagen**

Säkerhetsarrangemanget installeras för att skydda fjärrvärmesystemet för kraftiga tryckslag, men det är önskvärt att förbindelsen mellan fram- och returledning endast används i yttersta nödfall. Detta beror främst på att det är svårt att få bort och hantera ”varmproppen” som bildas i returledningen. När det varma returledningsvattnet närmar sig en produktionsanläggning, är risken överhängande att anläggningen trippar p.g.a. att returtemperaturen är för hög.

Vid sektionering, då transiteringsledningen från Nordvästra nätet stängs av, krävs det att det finns ett lokalt tryckhållningssystem i Täby. För att förenkla återkopplingen efter sektioneringen, är det lämpligt att det lokala tryckhållningssystemet håller samma tryckhållningsnivå som det Nordvästra systemet. För att bevara symmetrin i nätet, är det fördelaktigt om tryckhållningssystemet är inkopplat vid medeltryck eller flödesmässigt svagt, t.ex. pumpat tryckhållningssystem. Innan pumpstationens prestanda kan definieras krävs det att transiteringsledningen, mellan det Nordvästra systemet och PS Enhagen, dimensioneras.

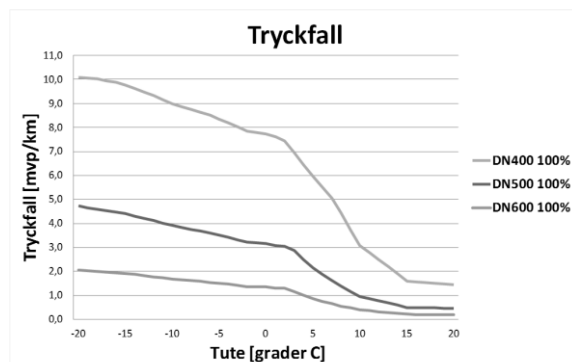
## 6.4 Transiteringsledning

### 6.4.1 Mellan Nordvästra och Täby

I strävan efter en optimal systemlösning för den framtida utbyggnaden av fjärrvärmenätet i Täby så krävs en dimensionering av transiteringen från det Nordvästra systemet. I simuleringsmodellen över det framtida Täbynätet antogs initialt att transiteringsledningen var av dimension DN600. I denna dimensioneringsstudie studeras tre ledningsdimensioner, DN600, DN500 och DN400. Studien baseras på simuleringsmodellen för det framtida Täbynätet som presenterades i avsnitt 5.2.1 *Uppbyggnad av framtida modell* som sedan har uppdaterats med resultatet från avsnitt 6.1 *Förstärkning av befintligt nät*, 6.2 *Värmeförsörjning* och 6.3 *Pumplösning*.

Transiteringsledningen mellan Nordvästra systemet och Täby definieras av sträckan från avsticket mot Täby i det Nordvästra nätet fram till pumpstationen i Täby, som enligt avsnitt 6.3 *Pumplösning* placeras i Enhagen. Ledningssträckan som tillhör transiteringsledningen mäter 8,5 km och resten av transiteringsledningen, fram till subnet GG1, antas utgöra fördelningsnätet.

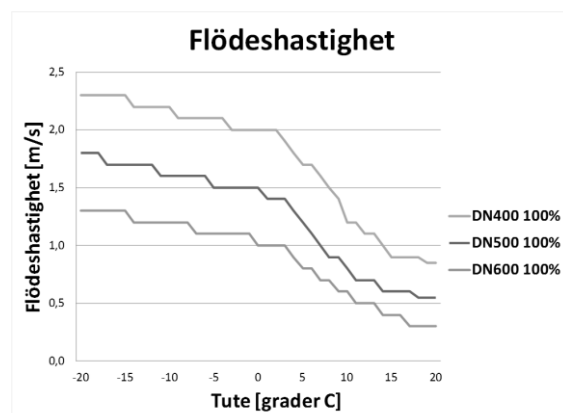
Vid simulering av modellen antas att samma styrvillkor som tidigare gäller, dvs. 0 bar vid Nordvästra nätet, PS Enhagen håller ett differenstryck på 6 bar mot Täby och mellanlastanläggningen i Arninge håller ett minsta differenstryck på 1,5 bar vid styrande punkt i Arninge. Anslutningsgraden antas vara 100 %. Inledningsvis beräknades tryckfallet samt flödeshastigheten för respektive dimension för alla driftfall under ett år. Resultatet av beräkningarna sammanställdes i två diagram som presenteras i figur 33 och figur 34 nedan.



**Figur 33 – Tryckfall i transiteringsledningen mellan det Nordvästra nätet och PS Enhagen vid tre olika ledningsdimensioner**

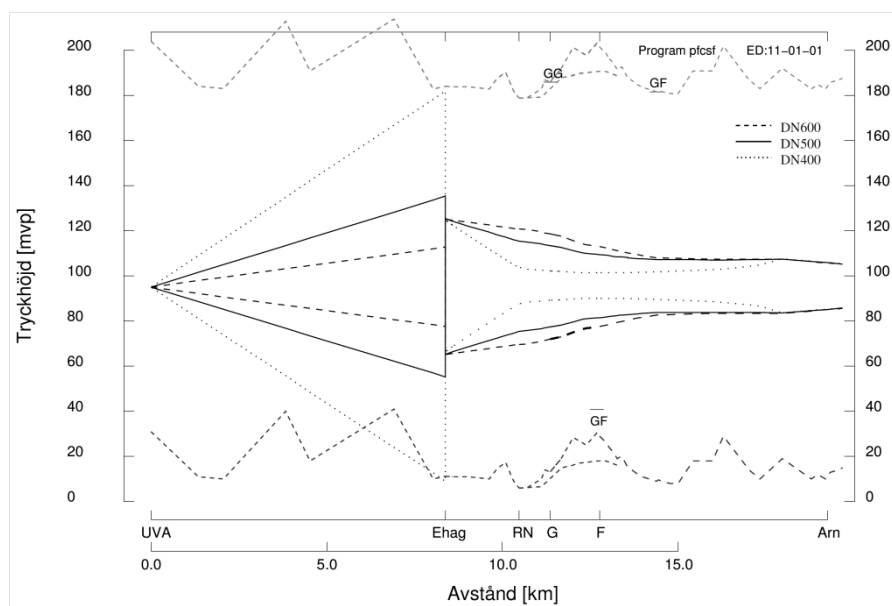
Eftersom tryckfallet är beroende av flödet (se avsnitt 2.4 *Tryckfall*) är tryckfallet som störst vid låga utomhustemperaturer då flödet i fjärrvärmesystemet är som störst. Det är inte självklart att det största, dimensionerande, flödet inträffar vid DUT, t.ex. i fjärrvärmesystem med fler produktionsanläggningar. Eftersom den största andelen av värmebehovet i Täbynätet transiteras från Nordvästra kommer flödet genom transiteringsledningen vara som störst då temperaturen är som lägst. Den transiterade värmen följer uttagsprofilen för fjärrvärmesystemets totallast, se figur 2. I figur 33 framgår det att tryckfallet i ledningen av dimension DN600 är

litet i jämförelse med tryckfallet i DN500 och DN400. Tryckfallet i ledningen av dimension DN400 är närmast oacceptabelt stort då det vid de lägsta temperaturerna överstiger 10 mvp/km.



Figur 34 - Flödeshastighet i transiteringsledningen mellan det Nordvästra nätet och PS Enhagen vid tre olika ledningsdimensioner

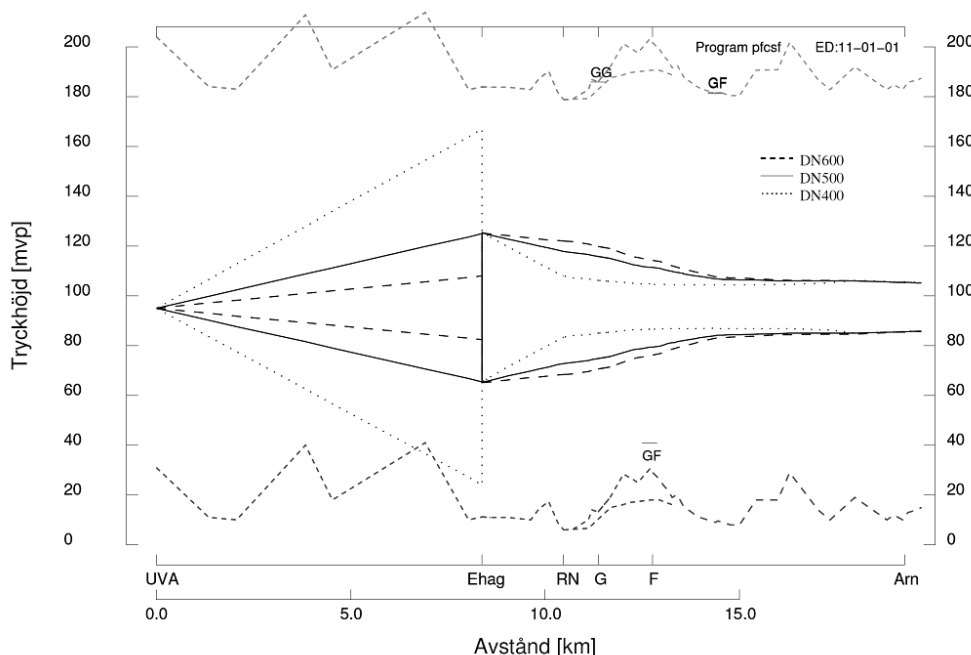
Flödeshastigheten i de utvalda ledningsdimensionerna är som väntat störst i DN400, då samma effekt passerar genom en mindre tvärsnittsarea. Hastigheterna i de tre ledningsstorlekarna uppnår inte, i något fall, oacceptabla nivåer. I ledningar av större ledningsdimension kan dock en högre flödeshastighet tolereras. Genom att studera diagrammet i figur 34 kan det dock konstateras att flödeshastigheten är mycket låg i DN600 sommartid. Låga flödeshastigheter sommartid kan vara problematiskt då värmebehovet är lågt och fjärrvärmevattnet i stor utsträckning hinner svalna av innan det når slutanvändaren. För att tydliggöra hur valet av transiteringsledningens dimension påverkar det framtida Täbrynätet sammanställdes den beräknade tryckbilden i systemet för respektive ledningsdimension i ett gemensamt tryckhöjdsdiagram.



Figur 35 - Tryckhöjdsdiagram över det framtida Täbrynätet för tre olika dimensioner på transiteringsledningen, vid DUT

Genom att studera tryckhöjdslinjerna för de olika ledningsdimensionerna i figur 35 framgår det att tryckfallet i DN400 är för stort med avseende på ledningens längd och pumpens placering. Trycket i transiteringsledningens framledning sjunker, före PS Enhagen, lägre än gränsen för ångbildningstryck (den nedre tryckgränsen) och ånga bildas. Ångbildning är aldrig önskvärt i ett fjärrvärmesystem. Det kan konstateras att DN400 är för liten för att försörja ett fullt utbyggt fjärrvärmenät i Täby. Tryckbilden för systemet med DN500 och DN600 håller sig med givna förutsättningar inom tillåtna tryckgränser.

Det är alltid svårt att förutspå hur stor den anslutna effekten kommer att bli i det fullt utbyggda målnätet. I detta fall uppskattas effekten i målnätet till ca 100 MW. Marknadsprognosen, för det framtida Täbrynätet, är optimistisk och antar att både konkurrenter, med mindre anläggningar i området, samt de flesta av de befintliga fastighetsägarna är villiga att ansluta sig till det framtida Täbrynätet när möjlighet finns. Trots att marknadsprognosen är optimistisk så kommer det säkerligen att byggas fler nya fastigheter än vad som idag är känt, så det kan i slutändan jämnas ut sig. För att undersöka hur mycket valet av transiteringsledningens dimension påverkas av anslutningsgraden så genomfördes simuleringar för de tre utvalda ledningsstorlekarna då det utökade värmebehovet (100MW) reducerades till 70 %. Här antas att fjärrvärmekunderna i det befintliga Täbrynätet även finns kvar i det framtida nätet med samma effektbehov, men att alla nya, potentiella, kunders effektbehov reduceras till 70 %. Resultatet av simuleringen redovisas i figur 36.



**Figur 36 - Tryckhöjdsdiagram över det framtida Täbrynätet för tre olika dimensioner på transiteringsledningen, vid DUT, då det utökade värmebehovet reduceras till 70 %, vid DUT**

Trots att det väntade värmebehovet hos de nya, potentiella, kunderna reduceras till 70 % av den uppskattade marknadspotentialen i området så är tryckfallet i

ledningen med DN400 betydande. Med givna förutsättningar och styrvillkor så faller trycket i framledningen fortfarande ner under gränsen för ångbildningstryck, vilket inte är acceptabelt. Detta skulle dock kunna avledas genom att ett visst differenstryck hålls i Nordvästra nätet vid avsticket mot Täby. Men då tryckfallet med DN400 överstiger 0,8 bar/km vid låga utomhustemperaturer, även vid reducerat värmebehov, så utesluts denna dimension.

När det gäller DN500 och DN600 så ligger DN500 fortfarande inom acceptabla nivåer, medan flödes hastigheten i en DN600-ledning blir oförsvarbart låg sommartid. Slutsatsen av analysen är att transiteringsledningen mellan Nordvästra systemet och det framtida Täbynätet bör vara av dimension DN500.

#### 6.4.2 Mellan Täby och Arninge

Samma strategi används för att analysera transiteringsledningen från det idag befintliga Täbynätet mot Arninge. I simuleringen antas transiteringsledningen mellan det Nordvästra systemet och PS Enhagen vara av dimension DN500 och övriga förutsättningar och styrvillkor desamma som tidigare. Enligt resultat från avsnitt 6.2 *Värmeförsörjning* så är det mest fördelaktigt att placera den lokala mellanlastanläggningen mellan det befintliga Täbynätet och Arninge.

Baserat på den uppskattade anslutningstakten samt när ytterligare produktionskapacitet tidigast väntas vara på plats i Täby kan flödet i ledningen beräknas. Flödet i ledningen mellan Nordvästra och Täby följer en normal lastkurva där det dimensionerande flödet uppstår vid DUT. I denna ledning, mellan det idag befintliga Täbynätet och mellanlastanläggningen, kommer det största flödet uppstå under utbyggnadsfasen innan ytterligare kapacitet från Nordvästra nätet finns på plats. Flödet under utbyggnadsfasen är därmed dimensionerande för ledningen mellan befintligt Täbynät och mellanlastanläggningen. För att mellanlastanläggningen ska kunna försörja de centrala delarna av Täby, med väntad expansion under fas ett, så krävs det att transiteringsledningen är av dimension DN300. När det gäller ledningen som sträcker sig från mellanlastanläggningen fram till Arninge så inträffar dimensionerande flöde vid DUT och för att försörja området kring Arninge i målnätet så är det lagom med en DN250.



## 6.5 Pumpprestanda

När transiteringsledningarna väl dimensionerats och modellen uppdaterats kan kravet på pumparnas prestanda definieras. I simuleringsmodellen används i simuleringen överdimensionerade pumpar för att beräkna hur stor uppfodringshöjd samt vilket flöde som krävs vid dimensionerande fall. Pumpstationen dimensioneras för att klara nedanstående två värmeleveransscenarier med bästa möjliga verkningsgrad.

A. Transitering från Nordvästra utan lokal spets

B. Transitering från Nordvästra med lokal spets

I fall A antas att PS Enhagen ensam försörjer hela det fullt utbyggda Täbrynätet med transiterad värme från det Nordvästra nätet. Pumpstationen kommer i det fallet styra på att hålla ett differenstryck på 1,5 bar hos sämsta kund i Arninge. Vid låga utomhustemperaturer, då flödet är som störst, kommer differenstrycket för de närmsta kunderna att bli högre än avtalat, dvs. överskrida 8 bar. För att pumpstationen ensam ska kunna försörja hela Täbrynätet, utan att avtalat differenstryck hos kund överskrids, krävs det att strypventiler installeras på de närmsta kundavsticken. Detta sker enklast med någon form av reglerventil som styr på att hålla ett visst differenstryck.

I fall B antas att PS Enhagen styr på att hålla 6 bar mot Täby och den lokala mellanlastanläggningen stöttar genom att styra på 1,5 bar hos sämsta kund i Arninge. Enligt resonemang i avsnitt 6.4 *Transiteringsledning* så inträffar det dimensionerande flödet i transiteringsledningen, mellan Nordvästra och PS Enhagen, vid DUT. Det är alltså driftfallet vid DUT som ställer kravet på pumpstationens prestanda och genom att simulera driftfallet för DUT kan dimensioneringsdata för de två fallen definieras. Resultatet presenteras i tabell 4.

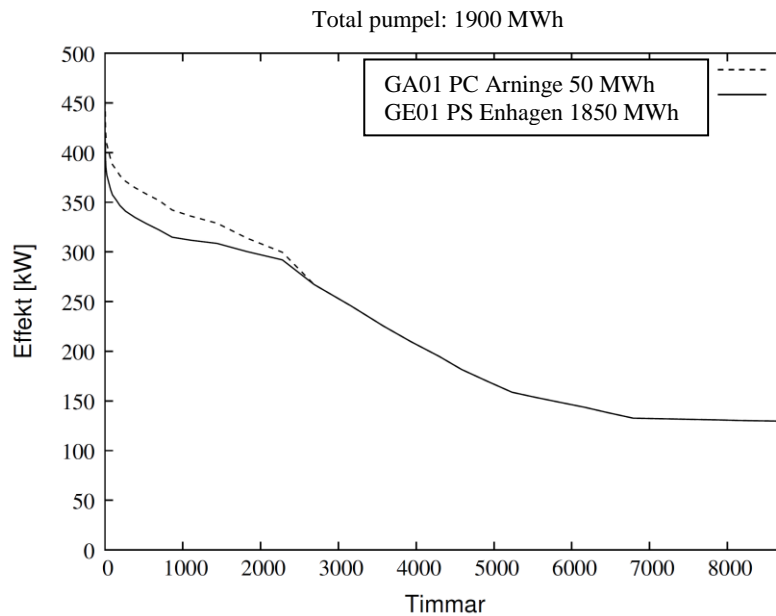
**Tabell 4 - Krav på pumpprestanda för de två värmeförsörjningsalternativen A och B**

	Uppfodringshöjd [m]	Flöde [m <sup>3</sup> /h]	Pumpeffekt [kW]	Värmeöverföring [MW]
A	108	1440	1000	100
B	87	1330	800	93

Inom ramen för den fördjupade förstudien utfördes beräkningar för hur pumpverkningsgraden förändras, om pumparna dimensioneras enligt fall A eller fall B ovan. Enligt beräkningarna förväntas försämringen i pumpverkningsgrad endast bli marginell, vilket innebär att samma typ av pump kan användas i båda fallen utan att det påverkar pumpverkningsgraden nämnvärt. För den intresserade finns pumpkurvan för vald pumptyp att hitta i bilaga 4.

När pumptypen valts uppdaterades simuleringsmodellen återigen med den nya informationen och pumpkurvan för vald pumptyp lades in. Ytterligare en simulering genomfördes för att beräkna de optimerade pumparnas elförbrukning under ett år då de styrs enligt fall B, vilket är normalfallet. I resultatet inkluderades

även pumpelförbrukningen i mellanlastanläggningens distributionspumpar. Resultatet presenteras i figur 37.



**Figur 37 - Total elförbrukning i det framtida Täbrynätet då PS Enhagen och mellanlastanläggningens distributionspumpar (PC Arninge) styrs enligt fall B, vilket är normalfallet**

I normalfallet har de optimerade pumparna i PS Enhagen och mellanlastanläggningens distributionspumpar en årlig elförbrukning på ca 1900 MWh respektive 50 MWh, vilket innebär en total förbrukning på 1,9 GWh/år.

## 7 Sammanfattning av resultat och diskussion

### 7.1 Förstärkning av befintligt nät

Trots att tryckfallet i befintligt nät är mycket litet så visar studien att vissa sträckor i det befintliga nätet har oacceptabelt stora tryckfall då nätet byggs ut till det framtida Täbynätet, med ett värmebehov på närmare 100 MW. De ledningssträckor som är hårdast belastade är utmatningen från PC Galten samt två delsträckor mellan PC Galten och PC Farmen. Att förstärka och dimensionera upp befintliga fjärrvärmeledningar är kostsamt, vilket gör att det är önskvärt att uppdimensioneringen koncentreras till en så kort sträcka som möjligt, men tillräckligt lång för att minska tryckfallet till en acceptabel nivå.

I bedömningen av hur lång sträcka som bör förstärkas och dimensioneras upp är det viktigt att värdera effekten av dimensioneringen i form av reducerat tryckfall och därmed minskat behov av pumpel mot investeringskostnaden för förstärkningen. För att minska tryckfallet över befintligt nät till en acceptabel nivå krävs det att även mellanliggande ledning, mellan de två hårt belastade delsträckorna, dimensioneras upp. Tryckfallet över befintligt nät kommer i det fullt utbyggda framtidsfallet att vara betydligt, men det är accepterbart då det gäller ett befintligt nät.

Då denna studie är en teknisk utredning som kompletterar och utgör en del av en fördjupad förstudie presenteras inte investeringskalkylen eller någon ekonomisk analys. Det skulle ge läsaren en mer nyanserad bild av investeringen, men då projektet i detta läge ej är förankrat och på något sätt beslutat bedöms det lämpligt att exkludera det som inte direkt rör den tekniska lösningen.

### 7.2 Värmeförsörjning

Det finns en strävan efter en värmeförsörjning med hög tillförlitlighet i det framtida Täbynätet. Genom att komplettera värmeimporten från Nordvästra nätet med en lokal anläggning skapas redundans i systemet. Anläggningen är tillräckligt stor för att klara sommarlasten i det fullt utbyggda nätet. I redundanssynpunkt är viktigt att anläggningen kan försörja det framtida Täbynätet vid t.ex. en planerad avstängning av transiteringsledningen från det Nordvästra nätet.

Då det i dagsläget är ont om billig mellanlast i det Nordvästra nätet, kommer den transiterade värmen till det framtida Täbynätet till stor del utgöras av dyr spetslast. För att minska tillförselkostnaderna är det motiverat att placera en anläggning lokalt i Täby. Anläggningen bör vara minst 10 MW för att täcka sommarlasten, men gärna större för att undvika att transitera på marginalen. Det är dock svårt att investeringsmässigt motivera en anläggning som är större än 20 MW.

Studien baseras på en jämförelse av en pellets- och en träpulver eldad anläggning. Indata till beräkningarna togs fram av det konsultföretag som drev den fördjupade förstudien. Underlaget som togs fram kring de två bränsle- och anläggningstyperna har i denna studie använts som en förutsättning. Beroende på vilka antaganden

som gjordes då underlaget togs fram kan det ha en viss påverkan på resultatet. Då materialet är framtaget efter befintliga förutsättningar i Täby bedöms dock eventuella felkällor ha en mycket liten påverkan på resultatet. För analysen i denna studie anses underlaget hålla tillräckligt hög kvalitet.

När det gäller val av bränsle för den tänkta mellanlastanläggningen så är toleransen större för en högre driftkostnad samtidigt som grundinvesteringen inte får vara för hög. Trots att driftkostnaden är högre för en träpulverpanna så är totalkostnaden endast marginellt högre än en pelletspanna, då grundinvesteringen är låg. Baserat på anläggningens storlek och utnyttjningstid är det därför motiverat att anläggningen eldas med träpulver.

### 7.3 Pumplösning

Den tänkta transiteringsledningen mellan det Nordvästra- och Täbynätet förhållandevis lång, ca 10,8 km. När det gäller pumplösningen är det viktigt att hitta en lösning som ger en säker värmeförsörjning med hög tillförlitlighet i det framtida Täbynätet. Av redundanssynpunkt krävs det att tryckstegringsstationen ensam klarar av att försörja hela Täbynätet, t.ex. vid ett plötsligt produktionsbortfall av den lokala mellanlastanläggningen.

För att minimera investeringskostnaden för distributionsnätet i det framtida Täbynätet är det mest effektivt att placera pumpstationen före första kund i Enhagen, och låta den sista delen av transiteringsledningen, fram till befintligt nät, utgöra fördelningsnät. Alternativet, att dra transiteringsledningen hela vägen fram till centrala Täby och sedan bygga tillbaka fördelningsnätet parallellt med transiteringsledningen utgör en betydligt större investering.

Den rekommenderade placeringen av pumpstationen är framför allt baserad på teoretiska beräkningar baserat på tryckbilden i systemet med hänsyn till de högpunkter som finns längs ledningssträckan. För att minimera konsekvensen av kraftiga tryckslag vid ett eventuellt pumpstopp beskriver studien vikten av att behålla symmetri i tryckbilden, dvs. en pump på fram- respektive returledningen. För att behålla symmetrin i nätet vid ett eventuellt pumpstopp är det fördelaktigt om tryckhållningssystemet är inkopplat vid medeltryck eller flödesmässigt svagt.

Det teoretiska resonemanget i studien är baserat på stationära beräkningar i rörberäkningsprogrammet PFC. Dynamiska, transienta-, beräkningar är ej genomförda inom ramen på studien. Det är mycket svårt att förutspå hur tryckbilden påverkas vid ett tryckslag i systemet, vilket gör det mycket viktigt att genomföra dynamiska beräkningar när projektet går in i nästa fas.

### 7.4 Transiteringsledning

I dimensioneringsanalysen av transiteringsledningen mellan det Nordvästra systemet och PS Enhagen studerades tre typer av ledningar, DN600, DN500 och DN400. Genom beräkning av tryckfall och flödeshastighet i respektive ledning kunde det konstateras att tryckfallet i ledningen med DN400 var oacceptabelt högt.

På grund av det stora tryckfallet i DN400-ledningen sjunker trycket i framledningen, innan PS Enhagen, ner under gränsen för ångbildningstryck, vilket inte är acceptabelt.

Tryckbilden för fjärrvärmesystemet med en DN500-ledning och en DN600-ledning håller sig inom önskade tryckgränser, men i DN600-ledningen är flödes hastigheten sommartid oacceptabelt låg. Långa transporttider sommartid gör att fjärrvärmevattnet i större utsträckning hinner svalna av. För att hålla lovad framledningstemperatur mot kund krävs det att kortslutningar mellan fram- och returledning i större utsträckning utnyttjas för att spola fram varmt vatten. Detta bidrar i förlängningen till att fjärrvärmesystemets verkningsgrad minskar. Transiteringsledningen mellan det Nordvästra systemet och PC Enhagen bör därför vara av dimension DN500.

Marknadsprognosen för det framtida Täbrynätet är mycket optimistisk och antar att såväl konkurrenter, med mindre anläggningar i området, som samtliga större fastigheter i området är villiga att ansluta sig när möjlighet finns. Trots att en mycket optimistisk marknadsprognos kommer det med all säkerhet byggas fler hus som vi i dagsläget ej känner till, som delvis kommer att ersätta befintliga fastigheter som aldrig ansluts. Då det är mycket svårt att förutspå hur utfallet kommer att bli är det därför intressant att utreda hur robust valet av DN500 är om värmebehovet blir mindre än förväntat. Genom att upprepa simuleringarna med ett minskat värmebehov, då det utökade värmebehovet reduceras med 70 % av den uppskattade marknadspotentialen i området. Resultatet av beräkningarna stärker valet av dimension, DN500, ytterligare.

När det gäller transiteringsledningen mellan det befintliga Täbrynätet och den lokala mellanlastpannan krävs det att ledningen är av dimension DN300, för att klara av att försörja de centrala delarna av Täby innan det framtida Täbrynätet kopplas samman med det Nordvästra systemet. Från mellanlastpannan mot Arninge är det dock tillräckligt att transiteringsledningen är av dimension DN250 för att försörja Arninge i det fullt utbyggda nätet.

## 7.5 Pumpprestanda

Av redundanssynpunkt krävs det att pumparna i PS Enhagen dimensioneras för att klara två värmeleveransfall med så god verkningsgrad som möjligt. Pumpstationen bör dels klara av att ensam försörja hela det framtida Täbrynätet, fall A. I detta fall kommer differenstrycket för de närmsta kunderna att bli högre än avtalat. För att PS Enhagen ska kunna försörja hela Täbrynätet, genom att hålla ett differenstryck på 1,5 bar i styrande punkt i nätets periferi, krävs det att differenstrycket för de närmsta kunderna stryps.

I normalfallet kommer den största delen av värmebehovet i det framtida Täbrynätet att importeras från det Nordvästra nätet, fall B. I det fallet kommer differenstrycket efter PS Enhagen att begränsas till 6 bar mot Täby och stötts av mellanlastanläggningen som håller differenstrycket 1,5 bar i styrande punkt i nätets periferi, i Arninge. Baserat på stationära beräkningar beräknades kravet på

pumparnas prestanda, i form av lyfthöjd och flöde. Inom ramen på förstudien togs sedan ett pumpförslag fram, som utöver fall B även klarar fall A med tillräckligt hög verkningsgrad. Med föreslagna pumpar uppskattas den totala förbrukningen av pumpel i det framtida Täbrynätet vara ca 1,91 GWh per år, då PS Enhagen och distributionspumparna i mellanlastanläggningen styr enligt fall B.

## Slutsats

När det framtida nätet byggs ut i anslutning till det befintliga nätet i Täby krävs det att vissa ledningssträckor i det befintliga nätet dimensioneras upp för att inte utgöra en begränsning för värmeöverföringen över det befintliga nätet. Studien visar att utmatningen från Galten samt två delsträckor mellan PC Galten och PC Farmen behöver dimensioneras upp.

Genom att placera ut en mellanlastanläggning lokalt i Täby kan tillförselkostnaderna minimeras, eftersom det i dagsläget råder brist på billig mellanlastproduktion i det Nordvästra nätet. Baserat på utvecklingsplaner och rådande marknadsprognos bör anläggningen placeras mellan det befintliga nätet och Arninge. Anläggningen bör vara träpulverbaserad och ha en produktionskapacitet på 20 MW.

För att trygga en säker värmeförsörjning med hög leveranssäkerhet krävs det att pumpstationen ensam kan försörja hela Täby. I detta fall blir differenstrycket högre än avtalat, vilket medför att differenstrycket bör strypas ner för de närmsta kunderna. För att minimera investeringskostnaden för ledningsnätet bör pumpstationen placeras före första kund i Enhagen.

Pumpstationen måste vara symmetrisk för att minimera risken att nätets tryckbild påverkas vid ett plötsligt driftstopp. För att skydda systemet om ett kraftigt tryckslag uppstår i systemet krävs det att det finns ett säkerhetsarrangemang som minimerar tryckvågens fortplantning i systemet.

Transiteringsledningen mellan det Nordvästra nätet och Täby bör vara av dimension DN500. För att den tänkta mellanlastanläggningen ska klara av att försörja det centrala nätet under utbyggnadsfasen krävs det att transiteringsledningen mellan det befintliga nätet och anläggningen är av dimension DN300. Det är dock tillräckligt att den resterande ledningssträckan, från mellanlastanläggningen fram till Arninge är av dimension DN250.

# Litteraturförteckning

1. **S.Werner, S.Frederiksen.** *Fjärrvärme - Teori, teknik och funktion.* Lund : Studentlitteratur AB, 1993.
2. **O.Rossing, S.Almkvist, G.Larsson.** *Utbildning i systemkunskap.* Göteborg : Hydroram AB, 2005.
3. **Maurin, Göran.** *Värmekulvert handbok.* Stockholm : Svensk Byggtjänst och författarna, 1986. ISBN 91-7332-313-6.
4. **Schulz, Linda.** *Normalårskorrigerig av energianvändningen i byggnader - en jämförelse av två metoder.* Göteborg : EFFEKTIV Samverkan för effektiv och miljövänlig energianvändning i bostäder och lokaler, 2003. 1650-1489.
5. **Djurberg, Karin.** *Systemdokument Fjärrvärme Stockholm - En beskrivning av fjärrvärmesystemen i Storstockholm.* Stockholm : Investering och analys, Fortum Värme, 2009. DM193660.
6. **White, F.M.** *Fluid mechanics.* McGraw Hill : u.n., 1994.
7. **Larsson, Gunnar.** *Reglerdynamik, tryckhållning och tryckslag i stora rörsystem.* u.o. : Svensk Fjärrvärme AB, 2003. 1402-5191.
8. —. *Dynamik i fjärrvärmesystem.* Göteborg : Department of Thermo and Fluid Dynamics, Chalmers University of Technology, 1999.
9. **Dalgren, Johan.** *Tryck.* Stockholm : Distributionsoptimering, Fortum Värme, 2009.
10. **Alvaerz, Henrik.** *Energi Teknik del 1, 3:e upplagan.* Lund : Studentlitteratur, 2006.
11. **LOGSTOR.** *Produktkatalog Version 2009.07.* Örebro : LOGSTOR AB, 2009.
12. **H.Knutsson, mfl.** *Det nya Täby - Översiktsplan 2010-2030, Antagandehandling November 2009.* Täby : Täby Kommun, 2009.
13. **Hydroram, AB.** *Pipe Flow Calculations - Users manual.* Göteborg : Hydroram AB, 2005.
14. **Karlsson, Cenny.** *Muntlig konversation.* Stockholm : u.n., 2011-04-13.
15. **Sundberg, Jan.** *Termiska egenskaper i jord och berg.* Lindköping : Statens geologiska institut, 1991.
16. **Henriksson, Johan.** *Utredning och optimering av Umeå Energis fjärrvärmenät i småhusområden.* Umeå : Umeå Universitets tekniska högskola, 2006.

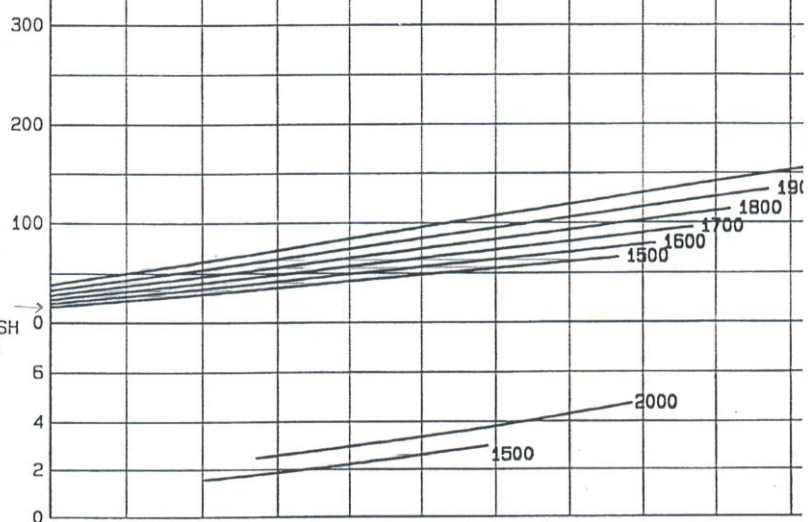
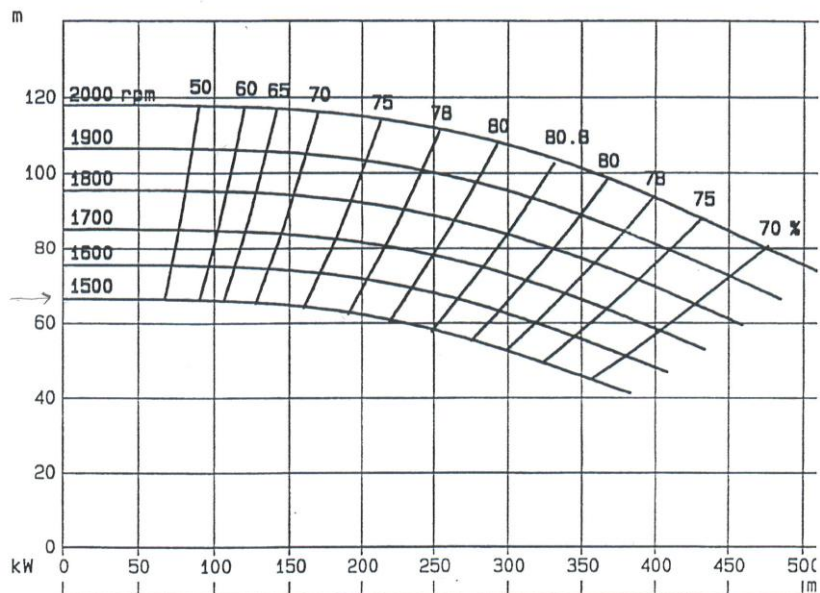


17. **SGU, Sveriges geografiska undersökning.** Kartvisaren Jordarter 1:50 K. [www.sgu.se](http://www.sgu.se). [Online] 2010. [Citat: den 14 07 2011.]
18. —. Kartvisaren Grundvatten 1:1 M. [www.sgu.se](http://www.sgu.se). [Online] 2010. [Citat: den 12 07 2011.]
19. **LOGSTOR.** [www.logstor.com](http://www.logstor.com). *LOGSTOR TwinPipe system - Ekonomi och miljö i fokus*. [Online] 2010. [Citat: den 20 07 2011.]
20. **Åsman, Ove.** *Långsiktiga marginalkostnader för fjärrvärme i Stockholm 2011 och framåt*. Stockholm : Investering & analys, Fortum Värme, 2010.
21. **Investerings- & Penningplacering, Kapitalbindning/Kapitalfrigörelse & Lönsamhetsbedömning.** *Institutionen för ekonomisk och industriell utveckling*. Linköping : Linköpings universitet.
22. **LOGSTOR.** *Nettoprislista 2011 Fortum*. Örebro : LOGSTOR, 2011.
23. **Skelander, Göran.** Muntlig konversation. *Projektering och entreprenad, Fortum Värme*. Stockholm : u.n., 2011-07-20.
24. **Abrahamsson, Birger.** *Analys av anläggningskostnader för fjärrvärmekulvertar*. Stockholm : VÄRMEFORSK, Stiftelsen för värmeteknisk forskning, 1984.

# Bilaga 1: Pumpkurva för PC Farmens distributionspumpar

**ABS-Scanpump**

Density <b>1000 kg/m<sup>3</sup></b>		Viscosity <b>1.0 mm<sup>2</sup>/s</b>		Pump type <b>NB 150/125-40</b>	Curve number <b>10370</b>
Test norm <b>ISO 2548C</b>		Speed (rpm) <b>1500 -2000</b>		Date <b>92020</b>	



El motor  
90kW  
1478  
Varr

Type of impeller <b>CLOSED</b>		Execution <b>138674</b>		Diameter <b>424 mm</b>	Number of vanes <b>5</b>	Ref. curve: <b>300</b>
Impeller turning <b>K 506-01</b>		Impeller <b>138674</b>		Impeller <b>138674</b>	Impeller <b>138674</b>	Min. channel area <b>39X15</b>
						Model description

## Bilaga 2: Pumpkurva för PC Galtens distributionspumpar

**JÖNKÖPINGS MEKANISKA  
WERKSTADS AB**  
ALFA-LAVAL GROUP

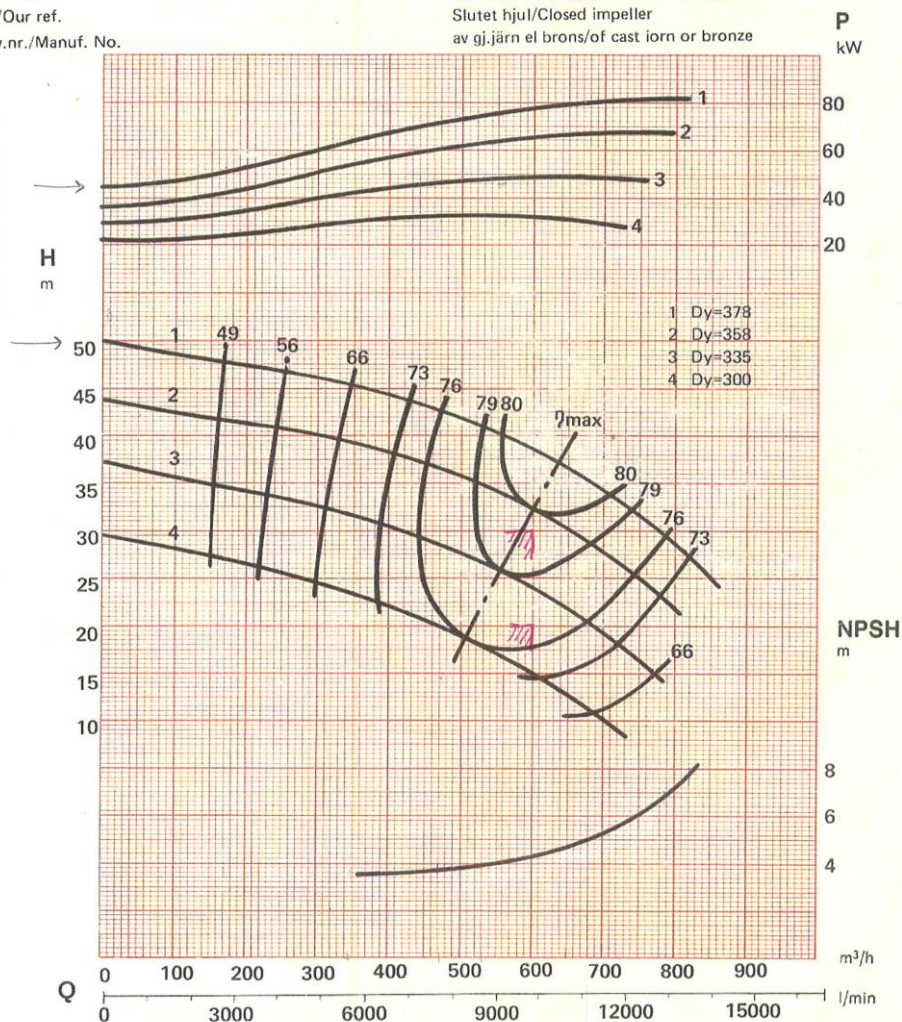


**centrifugalpumpar serie  
Centrifugal Pumps series**

**Z12**

Er/Your ref.  
Vår/Our ref.  
Tillv.nr./Manuf. No.

Pumptyp/Pump type **Z12-256A**  
Varvtal r/min./Speed rev./min. **1480**  
Slutet hjul/Closed impeller  
av gj.järn el brons/of cast iron or bronze



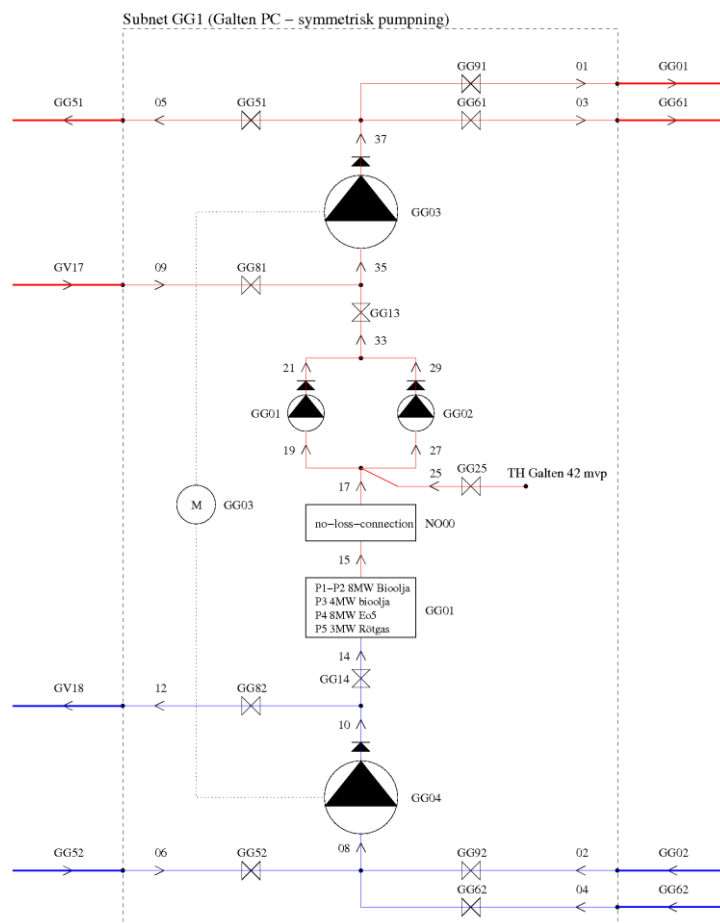
Volymflöde/Volumetric flow	Q = _____	Garanterad driftpunkt/Rated operating point	
Total tryckhöjd/Total head	H = _____ m	Minsta kanalarea/Min. channel area	35 x 45 mm
Verkningsgrad/Efficiency	η = _____ %	Hjulritning/Impeller drawing	<b>Z8H-160</b>
Effektbehov/Power required	P = _____	Snedsvärning/Inclined turning	
Hjuldiameter/Impeller dia.	Dy = _____ mm		
NPSH	= _____ m		

Samtliga kurvor gäller för vätskor med viskositet  $\leq 3^{\circ}\text{E} \approx 20 \text{ cSt}$ .  
P gäller vid densiteten 1,0. Provning av pump sker alltid med kallt vatten. Särskilda kurvor gäller för slutet hjul i syrafast utförande  
Ja ☒ Nej ☐ \* Se omst. sida

All the curves are valid for liquids with a viscosity  $\leq 3^{\circ}\text{E} \approx 20 \text{ cSt}$ .  
P is valid at the density 1.0. The pump is always tested with cold water. Special curves are valid for closed, acid-proof impeller  
Yes ☒ No ☐ \* See other page

PD0120/1.500.04.79

### Bilaga 3: Uppdaterat subnet GG1



**Figur 38 - Illustration av subnet GG1 då den ordinarie anläggningen har kompletterats med två större, symmetriskt inkopplade, distributionspumpar, dvs. modellens bild av subnet GG1 i det framtida Täbrynätet**

## Bilaga 4: Pumpkurva för PS Enhagens tryckstegringspumpar

### Kurvblad

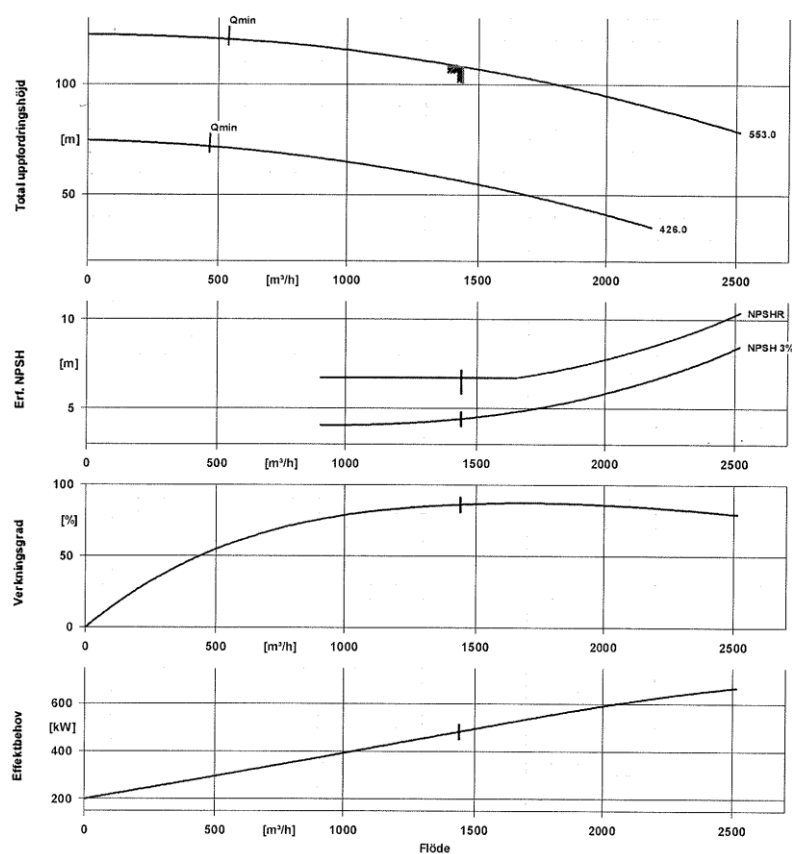


Kundens-pos.-nr.: Pos A  
Datum: 2011-05-20  
Order nr.: FVB/Fortum Värme  
Antal: 1

Nummer:  
Pos. nr: 100  
Date: 2011-05-20  
Sida: 3 / 6

Omega 300-560 A SB G F

Version nr: 1



### Kurvdata

Varvtal	1496 rpm	Verkningsgrad	86,1 %
Densitet	983 kg/m <sup>3</sup>	Axeleffekt	482,81 kW
Viskositet	0,48 mm <sup>2</sup> /s	Erforderligt NPSH	6,73 m
Flöde	1440,00 m <sup>3</sup> /h	NPSH 3%	4,42 m
Erforderligt flöde	1440,00 m <sup>3</sup> /h	Kurvnummer	K42799
Total uppföringshöjd	108,00 m	Effektiv pumphjulsdiameter	553,0 mm
Uppföringshöjd	108,00 m		

SLU  
Institutionen för energi och teknik  
Box 7032  
750 07 UPPSALA  
Tel. 018-67 10 00  
pdf.fil: [www.slu.se/energioghteknik](http://www.slu.se/energioghteknik)

SLU  
Department of Energy and Technology  
P. O. Box 7032  
SE-750 07 UPPSALA  
SWEDEN  
Phone +46 18 671000